

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт: Энергетический

Направление подготовки: 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ условий и эффективности перевода систем теплоснабжения на независимое подключение источников и потребителей

УДК 697.34:621.182.2-62

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4А	БОЛОТБЕКОВА Уулбу Аяспековна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Беспалов В.И.	К.Т.Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Н.Г	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Бородин Ю.В.	К.Т.Н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры атомных и тепловых электростанций	Мартышев В.Н.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Атомных и тепловых электростанций	Матвеев А.С.	К.Т.Н., доцент		

Томск – 2016 г.

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы магистра по направлению 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	Универсальные компетенции	
P1	Использовать представления о методологических основах научного познания и творчества, анализировать, синтезировать и критически оценивать знания	Требования ФГОС (ОК- 8, 9; ПК-4), Критерий 5 АИОР (п.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	<i>Активно владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-3; ПК-8, 24), Критерий 5 АИОР (п.2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации, осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС (ОК-4, 5; ПК-3, 16, 17, 25, 27, 28, 32), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i> .	Требования ФГОС (ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, 2, 6), Критерий 5 АИОР (п.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
	Профессиональные компетенции	
P6	Использовать <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженерные знания для создания и применения <i>инновационных технологий</i> в теплоэнергетике	Требования ФГОС (ПК-1, 5), Критерии 5 АИОР (п.1.1), согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

P7	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий теплоэнергетического производства для постановки и решения задач <i>инженерного анализа</i> , связанных с созданием и эксплуатацией теплотехнического и теплотехнологического оборудования и установок, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов теплоэнергетики	Требования ФГОС (ПК-2, 7, 11, 18 – 20, 29, 31), Критерий 5 АИОР (пп.1.1, 1.2, 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Разрабатывать и планировать к разработке технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое теплотехнологическое</i> оборудование и теплотехнические установки, в том числе с применением компьютерных и информационных технологий	Требования ФГОС (ПК-9, 10, 12 – 15, 30), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P9	Использовать современные достижения науки и передовой технологии в теоретических и экспериментальных научных исследованиях, интерпретировать и представлять их результаты, давать практические рекомендации по внедрению в производство	Требования ФГОС (ПК-6, 22 – 24,), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Применять методы и средства автоматизированных систем управления производства, обеспечивать его <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на теплоэнергетическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-21, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Готовность к педагогической деятельности в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС (ПК-32), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт: Энергетический

Направление подготовки: 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН

 (Подпись) _____
 (Дата)

Матвеев А.С.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ4А	БОЛОТБЕКОВОЙ Уулбу Аяспековне

Тема работы:

Анализ условий и эффективности перевода систем теплоснабжения на независимое подключение источников и потребителей	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 20.04.2016 г. №3056/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Схема реальной системы теплоснабжения микрорайона. Техническая информация по составу и нагрузкам потребителей, параметрам тепловой сети, характеристикам оборудования источника теплоснабжения.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>Анализ проблем и особенностей работы систем теплоснабжения. Описание структуры и параметров тепловых сетей, графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Гидравлический расчёт тепловой сети на основные режимы. Анализ результатов. Тепловой расчёт и анализ результатов. Предложения по модернизации и техническому перевооружению источников тепловой энергии. Оценка эффективности реконструкции и модернизации системы теплоснабжения. Выводы и заключение.</i>
Перечень графического материала	<i>Схема системы теплоснабжения. Презентация.</i>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кузьмина Н.Г., старший преподаватель кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Бородин Ю.В., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение	
Литературный обзор	
Заключение	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	Беспалов В.И.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4А	Болотбекова У.А		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ4А	Болотбековой Уулбу Аяспековне

Институт	ЭНИН	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- Суммарная стоимость оборудования - 1 397 153 руб. - Суммарная стоимость строительных и монтажных работ 209 572 руб. - тариф за электроэнергию в Кыргызстане составляет 0,77 руб/(кВт/ч) - тариф за тепловую энергию в Кыргызстане составляет 1315 руб/Гкал
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- з/п рабочим- 232 988 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	- отчисления на социальные нужды (30% от з/п)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет эксплуатационных издержек при зависимой и независимой системах теплоснабжения.	По полученным результатам видно, что после модернизации мы экономим 15% на эксплуатационные затраты.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	- План проекта (календарный план НИИ) - Бюджет проекта исследования (планируемые затраты на выполнения НИИ) - Организация закупок
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проект является экономически эффективным

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Н.Г	-		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ4А	Болотбековой Уулбу Аяспековне

Институт	Энергетический	Кафедра	Атомных и тепловых электростанций
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Технология производства электрической и тепловой энергии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> • вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации) • опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) • негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) • чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>1. Вредных проявлений факторов производственной среды</p> <ul style="list-style-type: none"> • повышенный шум при работе насосов вентиляторов • вибрации • несоответствие параметров микроклимата • низкая освещённость <p>2. Опасных проявлений факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> • неизолированные трубопроводы; • высокие давления воды и пара; • электрический ток; • повышенная и пониженная температура воздуха в рабочей зоне <p>3. Чрезвычайных ситуаций</p> <ul style="list-style-type: none"> • Пожар
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ГОСТ 12.1.005-88. • ГОСТ Р 50923-96 • ГОСТ 12.1.019-79 • СНиП 2.04. 05-91 • СП 89.13330.2012. • ПУЭ, утвержденный министерством энергетики России от 08.07.2002, №204

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; • действие фактора на организм человека; • приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); • предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Работы ведутся в помещении с низким уровнем освещения (люминесцентные лампы с суммарным уровнем освещенности не ниже 300 люкс в соответствии со СП 52.13330.2011, а также естественное освещение). Уровень шума в пределах нормы.</p>
--	--

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> • механические опасности (источники, средства защиты); • термические опасности (источники, средства защиты); • электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); • пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>При выполнении работ в газовой котельной помещении, возможно опасность возникновения взрыва, а так же получение небольших ожогов от неизолированных трубопроводов. В связи с этим в помещении имеется огнетушитель ОП-5. Вся электрическая цепь помещения оснащена заземлительным контуром выполненным в соответствии ГОСТ 12.1.013-78 пункт 1.3.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Газовая котельная не несет опасных и вредных воздействий на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Люминесцентные лампы утилизируются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 03.09.2010 №681</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС на объекте; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; 	<p>Разработан ряд действий в результате возникновения пожара и мер по ликвидации его последствий. В помещении имеется огнетушитель пенный ОП-5, и разработан план эвакуации.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Производственная санитария (СанПиН 2.2/2.4.1340-03)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Организационные мероприятий по обеспечению электробезопасности
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • План помещения и размещения светильников • План эвакуации
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Бородин Ю.В.	к.т.н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4А	Болотбекова Уулбу Аспековна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, пяти глав и заключения. Общий объем работы – 151 страниц. Магистерская диссертация содержит 17 рисунков, 24 таблицы, 4 приложения и 36 источников.

Ключевые слова: Система теплоснабжения, независимая система теплоснабжения, централизованная система теплоснабжения, децентрализованная система теплоснабжения, закрытая схема теплоснабжения, открытая схема теплоснабжения.

Объектом исследования является система теплоснабжения от котельной «Курулуш». Республика Кыргызстан, Чуйская область с. Сокулук.

Цель работы – анализ системы теплоснабжения от котельной «Курулуш».

В процессе работы проводился: анализ системы теплоснабжения, проведены тепловые и гидравлические расчеты, а так же предложен как вариант модернизации перевод на независимую систему теплоснабжения.

В результате исследования: получены результаты, свидетельствующие о том, что диаметры трубопроводов изначально были проложены нерационально, были выявлены большие потери давления на абонентских вводах.

Степень внедрения: не определена.

Область применения: в системе теплоснабжения, вентиляции, кондиционировании воздуха, в химической промышленности и т.д.

Экономическая эффективность/значимость работы: независимая система теплоснабжения является экономически целесообразным и ресурсоэффективным для потенциального потребителя.

В будущем планируется: проведение более глубокого анализа перевода источников и потребителей на независимую систему теплоснабжения.

Выпускная квалификационная работа выполнена при использовании программ: Microsoft Word 2013, Microsoft Excel 2013, AutoCad 2013, Microsoft PowerPoint 2013, программно-расчетный комплекс «Тепло».

Определения, нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов

СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

СП 51.13330.2011. Защита от шума

СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение

СП 2.6.1–758–99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99

Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности

ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы

СП 89.13330.2012. Свод правил. Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76"(утв. Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 N 281).

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Теплоснабжение - система обеспечения теплом зданий и сооружений, предназначенная для обеспечения теплового комфорта находящихся в них людей или для возможности выполнения технологических норм.

Тепловая сеть - совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок.

Централизованная система теплоснабжения - это система теплоснабжения от одного источника теплоты подается теплота для многих зданий (ТЭЦ или районные котельные).

Децентрализованная система теплоснабжения - Теплоснабжение потребителей от источников тепла, не имеющих связи с общей тепловой сетью.

Независимая схема подключения — схема присоединения системы теплопотребления к тепловой сети, при которой теплоноситель (перегретая вода или пар), поступающий из тепловой сети, проходит через теплообменник, установленный на тепловом пункте потребителя, где нагревает вторичный теплоноситель, используемый в дальнейшем в системе теплопотребления.

Зависимая схема - это схема при которой теплоноситель поступает из магистральной теплосети непосредственно во внутреннюю систему отопления зданий.

Закрытая схема теплоснабжения - системы, в которых циркулирующая в трубопроводе вода используется только как теплоноситель, и не забирается из теплосети для обеспечения горячего водоснабжения.

Открытая схема теплоснабжения — системы, в которых происходит водоразбор горячей воды для нужд потребителя непосредственно из теплосети

Оглавление

Введение	Ошибка! Закладка не определена.
1 Литературный обзор	Ошибка! Закладка не определена.
1.1 Существующие системы теплоснабжения	Ошибка! Закладка не определена.
1.2 Анализ проблем и особенностей работы систем теплоснабжения	Ошибка! Закладка не определена.
1.3 Изучение мирового опыта централизованного теплоснабжения частных потребителей.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.4 Обоснование необходимости модернизации существующих систем теплоснабжения.....	Ошибка! Закладка не определена.
2 Расчет системы теплоснабжения	Ошибка! Закладка не определена.
2.1 Выбор реальной схемы	Ошибка! Закладка не определена.
2.2 Зона действия источника тепловой энергии...	Ошибка! Закладка не определена.
2.3 Описание и исходные данные системы теплоснабжения	Ошибка! Закладка не определена.
2.4 Характеристика оборудования котельной «Курулуш»	Ошибка! Закладка не определена.
2.4.1 Статистика отказов и восстановлений основного оборудования источников тепловой энергии.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.4.2 Описание секционирующей и регулирующей арматуры тепловых сетей	Ошибка! Закладка не определена.
2.4.3 Сведения о наличии коммерческого учета тепловой энергии у потребителей	Ошибка! Закладка не определена.
2.4.4 Описание структуры и параметров тепловых сетей	Ошибка! Закладка не определена.
2.5 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети	Ошибка! Закладка не определена.
2.5.1 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	Ошибка! Закладка не определена.
2.6 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии	Ошибка! Закладка не определена.
2.7 Гидравлический расчёт на основные режимы	Ошибка! Закладка не определена.
2.7.1 Определение расчётных расходов теплоносителя	Ошибка! Закладка не определена.
2.7.2 Конструкторский расчёт трубопроводов тепловой сети	Ошибка! Закладка не определена.
2.7.3 Предварительный расчёт	Ошибка! Закладка не определена.
2.7.4 Проверочный расчёт	Ошибка! Закладка не определена.
2.8 Тепловой расчёт.....	Ошибка! Закладка не определена.

2.8.1	Определение потерь тепла при транспорте.	Ошибка! Закладка не определена.
2.8.2	Расчет тепловых потерь для участка П6-К8	Ошибка! Закладка не определена.
2.9	Анализ полученных результатов	Ошибка! Закладка не определена.
3	Эффективность перевода закрытой системы теплоснабжения на независимую систему подключения системы отопления...	Ошибка! Закладка не определена.
3.1	Предложения по модернизации и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.2	Расчёт и выбор пластинчатого теплообменника	Ошибка! Закладка не определена.
3.2.1	Тепловой расчёт.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.2.2	Конструктивный расчёт	Ошибка! Закладка не определена.
3.2.3	Гидромеханический расчёт	Ошибка! Закладка не определена.
3.3	Реконструкция тепловых сетей с изменением диаметра	Ошибка! Закладка не определена.
глава 4	финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ошибка! Закладка не определена.
4.1	Технико-экономический расчет мероприятий по повышению надежности тепловой сети.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.2	Эксплуатационные издержки при зависимой и независимой системах теплоснабжения.	Ошибка! Закладка не определена.
5	Социальная ответственность.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Заключение.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Список публикаций	Ошибка! Закладка не определена.
	Список использованных источников	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложение А.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложение Б	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложение В.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложение Г	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложение Д.....	Ошибка! Закладка не определена.

Введение

Актуальность темы исследования. Как мы знаем на сегодняшний день в системах теплоснабжения очень много проблем. Начнем с того что многие системы теплоснабжения устарели. Старое изношенное оборудование, которое в свою очередь влечет за собой большие потери. В централизованных тепловых сетях наблюдаются потери тепла в трубопроводах за счет большой протяженности тепловых сетей. Так же некачественное техническое обслуживание и несвоевременный ремонт тоже создают проблемы в системе теплоснабжения. Низкое качество тепловой изоляции трубопроводов, повреждение теплопроводов, невозможность постоянно осуществлять визуальный контроль, за состоянием тепловой сети в процессе его эксплуатации, недогрев и перегрев потребителей тепла. Все эти проблемы из года в год становятся все более актуальными проблемами. Проблемы эксплуатации существующих систем теплоснабжения городов и промышленных предприятий требуют решения вопросов повышения их надежности, энергетической и экономической эффективности.

Проблема ненормативного отпуска присуща практически всем городам России и СНГ с централизованным теплоснабжением, и это связано с множеством факторов. Качество теплоснабжения из года в год ухудшается ввиду старого и изношенного оборудования. Крайне остро стоят проблемы в системе теплоснабжения и в Кыргызстане. Со времен распада советского союза и возникновения острого кризиса в экономике, осуществление центрального качественного регулирования на теплоисточниках во многих городах практически прекратилось. Почти все системы теплоснабжения страны стали работать со значительным недотопом, вызванным систематическими перебоями из за устаревшего оборудования и некачественного регулирования. Чтобы улучшить качество подаваемого продукта мы должны переходить на новый уровень снабжением тепла

потребителей.

Во многих зарубежных странах стремятся к внедрению более надежных и эффективных систем теплоснабжения, которые позволят снабжать потребителей качественным теплом. В последнее время все большее распространение получают установки с независимым присоединением местных систем отопления и горячего водоснабжения в крупных городских системах централизованного теплоснабжения. Это вызвано повышением требований к надежности и качеству теплоносителя системы теплоснабжения, а также увеличением строительства зданий повышенной этажности. В современном строительстве применяется исключительно независимая схема присоединения системы отопления, несмотря на значительные финансовые расходы. Повышенная надежность обеспечивается тем, что в аварийных ситуациях повышение давления в обратном трубопроводе не передается на местные отопительные системы, что предохраняет их от разрыва. Кроме того, сокращается утечка воды из теплосетей при повреждении теплопровода, т. к. местные системы отопления и горячего водоснабжения имеют свою автономную циркуляцию, что защищает их от размораживания в случае прекращения циркуляции во внешней теплосети.

Учитывая все эти требования, в данной работе выполнены следующие разделы: расчет тепловых и гидравлических режимов на основные режимы для котельной «Курулуш» которая, находится в Республике Кыргызстан Чуйская область село Сокулук. Проведен анализ эффективности модернизации по различным критериям.

На основании выше изложенного, можно сделать вывод, что переход на независимое подключение источников и потребителей является на сегодня актуальной. Рассмотрение вопросов, связанных с данной тематикой имеет как теоретическое, так и практическое значение.

Цель работы. Анализ существующей системы теплоснабжения

В диссертационной работе решаются следующие задачи:

1. Выбор реальной схемы из существующей системы теплоснабжения. Проведение тепловых и гидравлических режимов на основные режимы.
2. Разработка варианта модернизации схемы существующей системы теплоснабжения.
3. Обработка результатов и их анализ.
4. Оценка эффективности модернизации по различным критериям и обоснование необходимости модернизации существующих систем теплоснабжения.

1 Литературный обзор

1.1 Существующие системы теплоснабжения

Теплоснабжение — система снабжения теплом домов и иных построек, предусмотренная для поддержания удобства пребывающих в них людей или для возможности исполнения технологических процессов. Основной задачей системы теплоснабжения является обеспечение потребителей достаточным количеством теплоты требуемого качества и количества.

Теплоснабжающая система по функциональным признакам состоит из нескольких частей:

- Производитель тепловой энергии (ТЭЦ, котельная);
- Устройства для перемещения тепловой энергии к строениям (тепловые сети);
- Приборы, потребляющие тепловую энергию, передающие тепло непосредственно потребителю (калориферы, радиаторы отопления).

Существуют несколько видов систем теплоснабжения в зависимости от источника теплоты система подразделяется на централизованные и децентрализованные.

В децентрализованных системах теплоснабжения источник теплоты и теплоприемники потребителей совмещены в одном агрегате или расположены очень близко и передача теплоты от источника до теплоприемников осуществляется практически без промежуточного звена - тепловой сети [1]. В централизованном теплоснабжении источник теплоты и теплоприемники потребителей размещены отдельно и на значительном расстоянии. Теплота от источника передается по тепловым сетям.

Отопительные установки могут присоединяться двумя различными способами, благодаря чему различают зависимые и независимые системы теплоснабжения.

Зависимые системы теплоснабжения — системы, в которых теплоноситель по трубопроводу попадает прямо в систему отопления

потребителя, без промежуточных теплообменников, тепловых пунктов и гидравлической изоляции. Несомненно, такая схема присоединения конструктивно простая, понятная, несложная в обслуживании, не требует дополнительного оборудования – циркуляционного насоса, автоматических приборов контроля и регулирования, теплообменников и т.д. Кроме того, она очень экономична. Основной недостаток зависимой системы теплоснабжения это невозможность отрегулировать теплоснабжение в начале и конце отопительного сезона, когда возникает избыток тепла. Это влияет не только на комфорт потребителя, но и на тепловые потери. Для повышения энергосбережения разработаны и активно внедряются методики перехода от зависимой системы теплоснабжения к независимой, которые позволяют экономить тепло на 10-40% в год [1].

Независимые системы теплоснабжения – системы, в которых отопительное оборудование потребителей гидравлически изолировано от производителя тепла, и для теплоснабжения потребителей используются дополнительные теплообменники центральных тепловых пунктов.

Независимая система теплоснабжения имеет неоспоримые преимущества по сравнению с зависимой:

- возможность регулировать количество тепла, доставленного к потребителю (с помощью регулирования вторичного теплоносителя);
- высокая надежность;
- энергосберегающий эффект (экономия тепла 10-40%);
- возможность улучшить эксплуатационные и технические качества теплоносителя, тем самым повышая защиту котельных установок от загрязнений.

Благодаря этим достоинствам, независимые системы теплоснабжения активно применяются в крупных городах, где существует большой разброс тепловых нагрузок, а тепловые сети достаточно протяжены. Разработаны технологии реконструкции зависимых систем в независимые, и они постепенно внедряются, несмотря на значительные капиталовложения.

По методу подключения системы снабжения горячей водой к теплоснабжающей системе: закрытые и открытые.

Открытые системы теплоснабжения – системы, в которых происходит водоразбор горячей воды для нужд потребителя непосредственно из теплосети. При этом водоразбор может быть частичным или полным. Оставшаяся в системе горячая вода используется для отопления и вентиляции. Расход воды в теплосети при этом компенсируется дополнительным количеством воды, подающимся в тепловую сеть. Основное преимущество открытой системы теплоснабжения – ее экономическая выгода. В советский период примерно 50% всех систем теплоснабжения были открытого типа [1]. Недостатков у такой системы несколько. Прежде всего - невысокое санитарно-гигиеническое качество воды. Отопительные приборы, трубопроводные сети придают воде цветность, запах, появляются различные примеси, бактерии. Для очистки воды в открытой системе применяются различные методы, но их использование снижает экономический эффект. Открытая система теплоснабжения может присоединяться к теплосетям по зависимой (через элеваторы и насосы) и независимой (через теплообменники) схеме. Независимая открытая система дороже, однако, она дает значительно улучшенное качество воды по сравнению с зависимой.

Закрытые системы теплоснабжения – системы, в которых циркулирующая в трубопроводе вода используется только как теплоноситель, и не забирается из теплосети для обеспечения горячего водоснабжения. Система в этом случае полностью закрыта от окружающей среды. Безусловно, и в такой системе возможна незначительная утечка теплоносителя. Потери воды восполняются с помощью регулятора подпитки автоматически. В закрытой системе подача тепла теплоснабжения централизованно регулируется, и количество теплоносителя (воды) в системе не меняется. От температуры циркулирующего теплоносителя зависит расход тепла. В закрытых системах теплоснабжения возможно

использование тепловых пунктов. К ним поступает теплоноситель от поставщика тепла, к примеру ТЭЦ, а центральные тепловые пункты в свою очередь регулируют температуру теплоносителя до необходимой величины для нужд горячего водоснабжения и отопления, затем распределяют потребителю. Преимущества закрытой системы теплоснабжения - высокое качество горячего водоснабжения, энергосберегающий эффект. Недостаток – сложности водоподготовки из-за удаленности тепловых пунктов друг от друга.

В зависимости от режима работы тепловой сети, а так же от характера тепловых нагрузок абонента выбирают схемы присоединения абонентских установок к тепловым сетям. На рисунке 1.1. показаны различные схемы присоединений абонентов к тепловой сети. На схеме а-г показано присоединение отопительных установок, а на схеме д, е присоединение установок горячего водоснабжения, а на схеме ж–м показано совместное присоединение в одном узле установки горячего водоснабжения и отопительной установки, схема н – совмещенное присоединение отопительной установки и вентиляции. Такие устройства, которые обслуживают отдельные здания, называются абонентскими вводами. На схемах а-в, ж-л и н, которые представлены на рисунке 1.1, присоединены к тепловой сети по зависимой схеме, а отопительные установки на схемах г и м – по независимой схеме. На рисунке 1.1, б показана зависимая схема присоединения со струйным насосом (элеватором). Эта схема, широко используемое в России и СНГ [2].

На сегодняшний день, тепло от теплоснабжающей системы, потребляют: санитарно-технические системы сооружений, использующие тепло (отопительные системы, вентиляционные узлы, системы кондиционирования воздуха, ГВС). По периодичности использования тепла в рамках года установлено два вида потребителей: сезонные и круглогодичные. Сезонные, которые используют тепло только в холодное время года (допустим, отопительные системы). Круглогодичные, которым

необходимо потреблять тепло в течении всего года (системы, снабжающие горячей водой).

В зависимости от соответствия и распорядков определенных типов потребления тепла разделяют три типичных вида потребителей:

- жилые сооружения (типичное потребление тепла за сезон для отопления и вентиляции, и круглогодичный — для снабжения горячей водой);
- общественные здания (потребление тепла на отопление, кондиционирование воздуха, вентиляцию, в течении сезона);
- Постройки и сооружения промышленного сектора, включая сельскохозяйственные строения (все типы использования тепла, общее соответствие среди которых обуславливается типом производства).

По расположению и места вырабатывания тепла системы теплоснабжения делятся, на паровые и водяные. В свою очередь паровые системы теплоснабжения сооружаются двух типов: с возвратом и без возврата конденсата. В основном на практике промышленной теплофикации применяется однотрубная паровая система с возвратом конденсата. По количеству тепловые сети разделяют на однотрубные, двухтрубные, трехтрубные и многотрубные. Применение однотрубных тепловых сетей возможно только в открытой системе теплоснабжения. Основным видом прокладки тепловых сетей является двухтрубная. В двухтрубных системах теплоснабжения имеется общий подающий трубопровод горячей воды для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, а так же общий обратный трубопровод и применяется в основном при тепловых нагрузках более 58 МВт. Четырехтрубные системы теплоснабжения в основном применяются при нагрузках до 58 МВт, а так же при небольшом радиусе месторасположения потребителей [2].

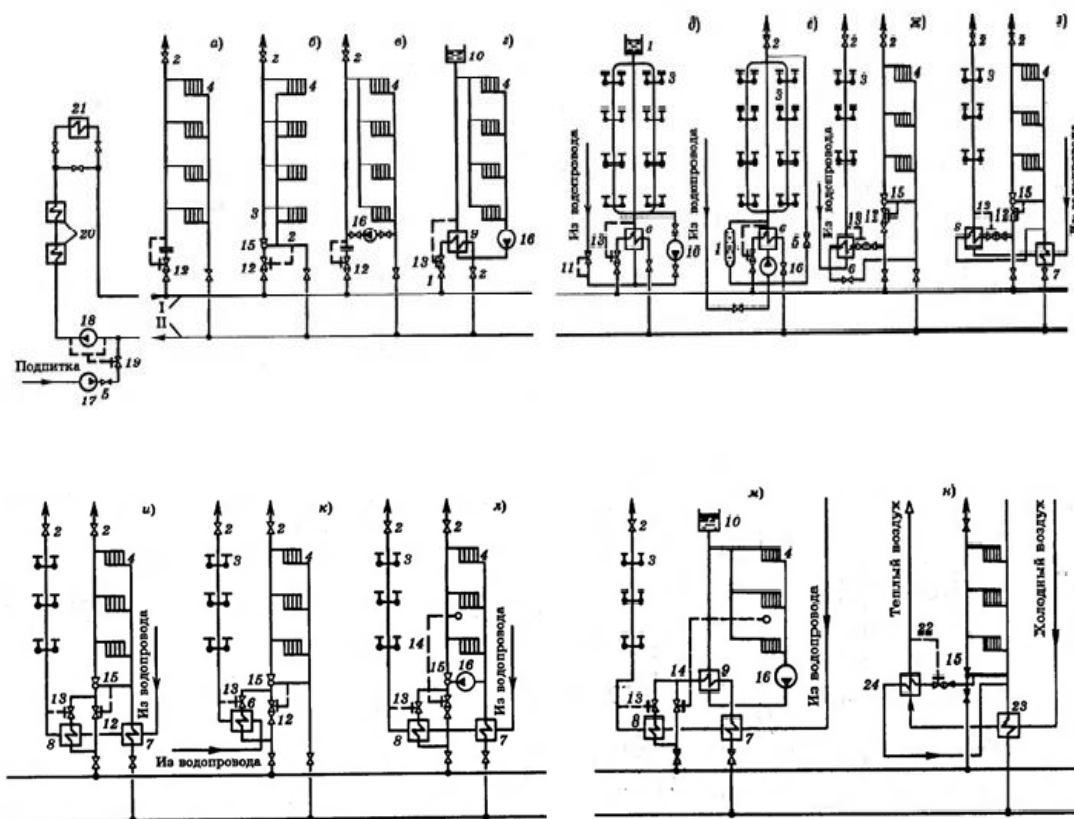


Рисунок 1.1 – Закрытая двухтрубная водяная система теплоснабжения:

1 – аккумулятор горячей воды; 2 – воздушный кран; 3 – водоразборный кран; 4 – нагревательный прибор; 5 – обратный клапан; 6 – подогреватель горячего водоснабжения одно-ступенчатый; 7, 8 – подогреватели горячего водоснабжения нижней и верхней ступеней; 9 – отопительный подогреватель; 10 – расширительный сосуд; 11 – регулятор давления; 12 – регулятор расхода; 13 – регулятор температуры воды; 14 – регулятор отопления; 15 – элеватор; 16 – насос; 17 – подпиточный насос; 18 – сетевой насос; 19 – регулятор подпитки; 20 – подогреватели сетевой воды; 21 – пиковый котел; 22 – регулятор температуры воздуха; 23, 24 – воздушные калориферы нижней и верхней ступеней [2]

1.2 Анализ проблем и особенностей работы систем теплоснабжения

Как мы знаем на сегодняшний день в системах теплоснабжения очень много проблем. Начнем с того что многие системы теплоснабжения устарели. Старое изношенное оборудование, которое в свою очередь влечет за собой большие потери. В централизованных тепловых сетях наблюдаются потери тепла в трубопроводах за счет большой протяженности тепловых сетей. Так же некачественное техническое обслуживание и несвоевременный

ремонт тоже создают проблемы в системе теплоснабжения. Низкое качество тепловой изоляции трубопроводов, повреждение теплопроводов, невозможность постоянного визуального контроля состояния тепловой сети в процессе эксплуатации все эти проблемы из года в год становятся все более актуальными проблемами. Развитие системы ЦТ привело к большому увеличению протяженности трубопроводов в тепловых сетях, соответственно удорожало их строительство и эксплуатация, а так же рост тепловых потерь. В настоящее время затраты на транспорт тепла составляют больше 40% в его себестоимости [3]. Рост протяженности трубопроводов которые нуждаются в замене в стремительно опережает рост общей длины паровых и тепловых сетей. Во многих регионах проблема износа тепловых сетей на сегодня является большой проблемой. Теплоснабжающие организации самостоятельно не в состоянии осуществить нужное техническое перевооружение, т.к. ограничены регулируемые тарифами на тепло, которые ориентированы на низкую платежеспособность большинства потребителей. Как известно, темпы роста цен на энергоносители, теплоизоляционные материалы и оборудование не соответствуют темпам повышения тарифов. Объекты систем централизованного теплоснабжения разделены между владельцами различных форм собственности в результате рыночных преобразований. В силу технологических особенностей организация ЦТ предполагает и централизованную систему управления. Одной из серьезных проблем при транспорте тепла от источников централизованного теплоснабжения это низкая надежность работы тепловых сетей. Удельная повреждаемость трубопроводов водяных тепловых сетей к 20-25 годам эксплуатации составляет: для трубопроводов с диаметром (более 500 мм) - 0,5 до 1 повреждения в год на 1 км трассы двухтрубной сети. Для трубопроводов диаметра (200-400 мм) - 1-2 повреждения и для трубопроводов малого диаметра (150 мм и меньше) - 3-5 повреждений в год на 1 км трассы [7].

Эксплуатация тепловых сетей на сегодня сопровождается тепловыми потерями от внешнего охлаждения в размере 12-20 % тепловой мощности (нормируемое значение 5 %). С утечками теплоносителя от 5 до 20 % расхода в сети (при этом норма потерь с утечками до 0,25 % от объема теплоносителя в системе теплоснабжения, с учетом объема местных систем или 2 % от расхода сетевой воды). На перекачку теплоносителя эксплуатационные затраты электроэнергии составляют 6-10 %. Затраты на химводоподготовку 15-25 % в стоимости отпускаемой тепловой энергии. Превышение нормативных потерь напрямую связано с высокой степенью износа оборудования ЦТ и особенно тепловых сетей, до 70 % и более [18].

Выше сказанное определяет задачи научно-технического прогресса, а так же совершенствования управления в области теплоснабжения.

1.3 Изучение мирового опыта централизованного теплоснабжения частных потребителей.

Изучая опыт развитых стран Европы, нужно отметить, что специфика теплоснабжения в них неоднородная. В Испании, Франции, Италии, приоритетно поквартирное теплоснабжение с настенными газовыми котлами. В Англии, Бельгии, Германии, Австрии очень хорошо развито поквартирная система теплоснабжения и в активном темпе развиваются индивидуальные домовые котельные. В странах Восточной Европы широко используется централизованное теплоснабжение. Скандинавские страны, в особенности Дания, индивидуальному отоплению предпочитают централизованные источники средней мощности. Дания имеет около 670 централизованных и децентрализованных ТЭЦ. На сегодняшний день 63% отопления в частных домах Дании обеспечивается центральным теплоснабжением – не только для отопления, но и для снабжения горячей водой. Относительно большие центральные районы Дании, как правило, состоят из нескольких распределительных сетей, соединенных между собой

посредством сети передачи. Тепло производится на основе множества различных сетей, в том числе и больших экстракционных установок (на основе угля, биомассы или природного газа), муниципальных заводов по переработке отходов, избытка тепла от промышленности, а также пиковых бойлеров. Примером большого центрального теплоснабжения является система центрального теплоснабжения Большого Копенгагена [24].

Централизованное теплоснабжение применяются во многих странах, в таких как Австрия, Дания, Исландия, Китай, Монголия, Польша, Румыния, США, Финляндия, Швеция, Чехия, Болгария, Югославия, Венгрия, Германия, и многие другие. Есть страны, это в первую очередь Румыния, где централизованное теплоснабжение постепенно прекращает существовать, и румынские коллеги в один голос говорят о недопустимости такого же в России. С другой стороны, в Европе принята директива об увеличении доли когенерации (сейчас она в среднем по Европе – 10 %). Каждая страна разрабатывает свои методы поощрения когенерации. В Германии, например, есть закон, который за счет других потребителей дает преференции электроэнергии, покупаемой от ТЭЦ. И все откровенно говорят, что если бы таких преференций не было по тарифам, то централизованное теплоснабжение в Германии существовало бы недолго – в чистом виде оно не конкурентоспособно и поддерживается его развитие (в виде когенерации) только в связи с учетом проблем экологии.

В Китае очень хорошо развивается централизованное теплоснабжение. Хотя ограничений нет, можно строить локальные источники (и потребители строят), но при этом в год вводится 50–70 км только магистральных сетей. Китай в настоящее время занимает второе место после России по величине установленной мощности центрального теплоснабжения. Общая протяженность районных отопительных труб составила 160 080 км. в 2012 году, это в 17 раз больше по сравнению с 1995 г. В последние годы, более 10000 км. труб добавляется каждый год. Доля рынка центрального

теплоснабжения колеблется на уровне 30% от потенциальной области центрального теплоснабжения, так как центральное теплоснабжение предназначено для централизованного отопления районов только Северного Китая [24,25].

Все-таки продолжается развитие централизованного теплоснабжения в Казахстане. У них считаются энергосберегающими проекты по переводу котлов с газа на уголь, т. к. газ очень дорогой. В 1995–1996 годах все ТЭЦ и сети были проданы фирмам разных стран: израильским, американским, бельгийским. Постепенно доля иностранных владельцев сокращается, но там, где они остались, например в Альметьевске, основные проблемы решены. В Темиртау индийская фирма владеет и комбинатом, и ТЭЦ, соответственно она командует и теплоснабжением, и электроснабжением города – по российским критериям они делают это замечательно. В Вильнюсе, например, численность персонала теплоснабжающей организации – 900 чел., из них примерно 120 чел. занимаются только потребителями (непосредственно жителями – ходят по квартирам, расспрашивают, проверяют приборы учета). Их задача – снимать жалобы, создавать имидж организации и т. д [3].

В Берлине подключают бесплатно при условии долговременного договора на 10 лет, если потребитель отключается раньше, он обязан компенсировать понесенные затраты. Аналогичная ситуация в Риге, где потребитель может выбирать: либо за свой счет подключаться, осуществляя все необходимое строительство, либо тоже заключает договор на 10 лет. Но при этом, если он отключается раньше срока, то в соответствующей доле оплачивает затраты, которые понесены на его подключение и 1/3 стоимости энергии, которую он потребил бы за оставшийся срок. Чтобы обеспечить увеличение объема реализации тепловой энергии, предприятие в г. Рига привлекает новых клиентов для подключения вновь строящихся объектов к системе централизованного теплоснабжения. АО «Ригас Силтумс» высылает потенциальным клиентам информационные письма о преимуществах

централизованного теплоснабжения, проводит технико-экономические расчеты. При этом рассматривается возможное сотрудничество, в том числе и с потребителями, у которых объект строительства находится в стадии планирования. Как перспективные оценены 383 объекта с приблизительной общей тепловой нагрузкой 1178 МВт. В балансе тепловой нагрузки в период с 01.10.2005 по 15.09.2007 г. Фактическая установленная мощность составляет 2125,29, подключенная нагрузка-1178 МВт, в том числе по техническим условиям -739, по перспективным договорам -267 и заключенным договорам и соглашениям (на данный момент использование тепловой энергии не начато)-172 МВт. Подключение происходит согласно разработанной методике «О долгосрочных инвестициях и договорах о порядке подключения к теплоснабжению». Предлагая клиенту подключиться к централизованной системе теплоснабжения нового объекта, специалисты АО «Ригас Силтумс производят согласно разработанной методике технико-экономические расчеты по строительству тепловых сетей. Если расчеты показывают, что проект выгоден, то потенциальным клиентам предлагается заключить долгосрочный договор по поставке тепла на 10 лет с учетом того, что АО «Ригас Силтумс» построит тепловые сети на свои средства или частично за счет на средств клиента. Решение о заключении долгосрочного договора и подключении клиента к тепловым сетям АО «Ригас Силтумс» принимается на Правлении предприятия [17].

В Варшаве осуществлялась практика долевого участия, т. е. половину оплачивает потребитель, половину – теплоснабжающая организация. В Казахстане принят закон о том, что потребитель оплачивает свое присоединение, а энергоснабжающая организация должна в течение 10 лет компенсировать ему эти затраты через снижение тарифа. По сложившейся практике нигде не бывает такого, чтобы только потребитель нес затраты (это редчайшие случаи), они в основном касаются тех случаев, когда подключать невыгодно – тут не находят компромисса. Величина тарифов (тарифы, как правило, многоставочные) разная. Если взять бывшие социалистические

страны – это порядка 900–1 000 руб./Гкал. В развитых странах (Финляндия, Германия) – это 2–2,5 тыс. руб./Гкал. При этом надо учитывать у них стоимость топлива, т. е. если мы вычтем затраты на топливо, оставим только транспортную составляющую, то эта часть равна существующим российским тарифам на передачу энергии, но при совершенно другом качестве теплоснабжения потребителей. Этих денег при снижении издержек оказывается достаточно для того, чтобы развиваться, строиться и совершенствовать систему. В основном применяется тарифное меню, т. е. сложные тарифы. В Вильнюсе используют одноставочный тариф. Также одноставочный тариф применяют в Китае, но он подобен плате за мощность, в данном случае измерение осуществляется в квадратных метрах – 28 юаней за 1 м² в год, и плата делится пропорционально между муниципальными предприятиями с разводящими сетями и тепловыми пунктами, теплоснабжающей организацией Пекина, владеющую магистральными сетями и ТЭЦ, которые также получают плату за квадратные метры. Они понимают несовершенство этого тарифа, хотя в теплом климате объемы теплопотребления по годам могут разниться в три раза, и такой тариф является выходом [3].

Существуют разные варианты: от общественного владения источниками и сетями, как в Дании, до совместного владения с муниципалитетами. Например, в Хельсинки две компании являются акционерными обществами с преобладающей частью акций у муниципалитета. И к ним присоединен большой район, где все принадлежит частным владельцам из Германии. В Париже применяются концессионные схемы, а договор концессии на эксплуатацию тепловых сетей в Париже по объему составляет около 1 700 страниц. Ни одна схема владения не имеет принципиальных преимуществ. Например, в Риге тройственное владение: 49% акций находится у государства, 49 % – у муниципалитета, а 2 % – в свое время отдали банку, чтобы он служил арбитром, на данный момент эти 2 % выкупила иностранная компания.

Что касается российской системы теплоснабжения, то начнем с того что, за последние 100 лет развития российская система теплоснабжения на сегодня является самой большой в мире. В 2003 г. Россия отметила 100-летний юбилей теплофикации и централизованного теплоснабжения. Система теплоснабжения страны состоит примерно из 50 тыс. локальных систем теплоснабжения обслуживаемых 17 тыс. предприятий теплоснабжения. В составе источников тепловой энергии находится около 497 ТЭЦ (из них 253 ТЭЦ промышленных предприятий, 244 ТЭЦ общего пользования и), 2847 котельных мощностью от 20 до 100 Гкал /час, 705 котельных мощностью свыше 100 Гкал/час, 48075 котельных мощностью до 3 Гкал/час, 14358 котельных мощностью от 3 до 20 Гкал/час, а также более 12 миллионов индивидуальных тепловых установок. Тепло от источников передается по тепловым сетям протяженностью 176,5 тыс. км (в двухтрубном исчислении), с общей площадью поверхности около 180 км для при, приблизительно 44 млн. абонентов. Для нужд отопления централизованным теплоснабжением обеспечены 80% жилищного фонда России, а горячей водой из систем централизованного теплоснабжения – 63% населения России [3].

Чтобы обеспечить увеличение объема реализации тепловой энергии, предприятие в г. Рига привлекает новых клиентов для подключения вновь строящихся объектов к системе централизованного теплоснабжения. АО «Ригас Силтумс» высылает потенциальным клиентам информационные письма о преимуществах централизованного теплоснабжения, проводит технико-экономические расчеты. При этом рассматривается возможное сотрудничество, в том числе и с потребителями, у которых объект строительства находится в стадии планирования. Подключение происходит согласно разработанной методике «О долгосрочных инвестициях и договорах о порядке подключения к теплоснабжению». Предлагая клиенту подключиться к централизованной системе теплоснабжения нового объекта, специалисты АО «Ригас Силтумс производят согласно разработанной методике технико-экономические расчеты по строительству тепловых сетей.

Если расчеты показывают, что проект выгоден, то потенциальным клиентам предлагается заключить долгосрочный договор по поставке тепла на 10 лет с учетом того, что АО «Ригас Силтумс» построит тепловые сети на свои средства или частично за счет средств клиента. Решение о заключении долгосрочного договора и подключении клиента к тепловым сетям АО «Ригас Силтумс» принимается на Правлении предприятия [17].

1.4 Обоснование необходимости модернизации существующих систем теплоснабжения

В связи с вышеуказанными проблемами мы должны переходить на новый уровень снабжением тепла потребителей. Чтобы улучшить качество подаваемого продукта. Как мы знаем, из года в год население растет, растут и потребности в теплоснабжении. Главная задача это — улучшение эффективности работы как системы в целом, снижение эксплуатационных расходов и расходов на энергоносители, повышение производительности и надёжности, снижение рисков возникновения аварийных ситуаций и т. д.

Очевидно, что в рыночных условиях хозяйствования перспективы развития централизованного теплоснабжения будут определяться спросом на тепловую энергию, приобретаемую потребителями от централизованных источников. Ключевой проблемой дальнейшего развития систем централизованного теплоснабжения в стране является спрос на поставляемую ими тепловую энергию. Перспективы развития систем централизованного теплоснабжения будут определяться их технико-экономической конкурентоспособностью с децентрализованными и индивидуальными теплоисточниками. Имеются большие технические возможности снижения затрат топлива и энергии в отечественных системах централизованного теплоснабжения; первоочередной задачей является крупномасштабная реализация их на практике. Необходимо усовершенствовать саму систему теплоснабжения.

Наиболее эффективным решением сегодня является переход систем централизованного теплоснабжения на системы независимого присоединения отопления и горячего водоснабжения (ГВС) закрытого типа, эксплуатация которых не связана с режимом работы источника тепла и гидравлическим режимом тепловых сетей. Основным эффектом как упоминалось выше это увеличение срока службы системы централизованного теплоснабжения и сопутствующего оборудования. Кроме этого улучшается качество воды в системе горячего водоснабжения [4]. Опыт эксплуатации таких систем показал равномерность распределения теплоносителя по внутридомовой системе, и возможность обеспечить независимость работы режимов потребления от режима тепловой сети, обеспечить экономию тепловой энергию. На основании вышеизложенного, можно сделать вывод, что переход на независимое подключение источников и потребителей является на сегодня актуальной.

2 Расчет системы теплоснабжения

2.1 Выбор реальной схемы

Объектом исследования является котельная «Курулуш» которая, находится в Республике Кыргызстан Чуйская область село Сокулук.

Сокулук — (кирг. Сокулук) село в Кыргызстане. Административный центр Сокулукского района Чуйской области. Население — 11 968 жителей, крупнейший населённый пункт района. На севере река Чу, которая отделяет район от Казахстанской Республики расстоянием 44950 м. На востоке он граничит с Аламединым районом и с городом. Бишкек расстоянием 152750м. На западе с Московским районом расстоянием 156000 м [2].

Сокулукский район в административных границах занимает площадь 202736 гектаров земли. Район расположен в центральной части Чуйской долины, тянется с севера на юг – длинна 100 км, с запада на восток – ширина до 35-40 км. На севере начинается с берегов реки Чуй (свыше 560 м. над уровнем моря) до Кыргызского Ала-Тоо. Южная часть района занимает, Кыргызский Ала - Тоо, на высоте 1100-3000 м. над уровнем моря.

Сокулукский район лежит в умеренном климатическом поясе. Климат континентальный, сухой, сезоны года выражены резко. Чуйская долина самый теплый район Чуйской области. Средняя температура воздуха $+8,5^{\circ}$ $+9,8^{\circ}\text{C}$. Средняя температура воздуха самого холодного месяца (январь) -7°C . Средняя температура июля $+23,7^{\circ}$ $+24,4^{\circ}\text{C}$. Самая высокая температура $+40^{\circ}\text{C}$. Годовая сумма осадков 350 – 400 мм. Продолжительность теплого периода 240 – 250 дней. Продолжительность (ниже 0) зимы 85 – 100 дней. [8].

Котельная «Курулуш» была построена 1986 году в с. Сокулук Чуйского района. Первый запуск был осуществлен в 1988 году. В обеспечении котельной находиться 19 потребителей общей нагрузкой 2333,4448 Гкал/год. На рисунке 2.1.1 показана схема теплоснабжения от котельной «Курулуш».

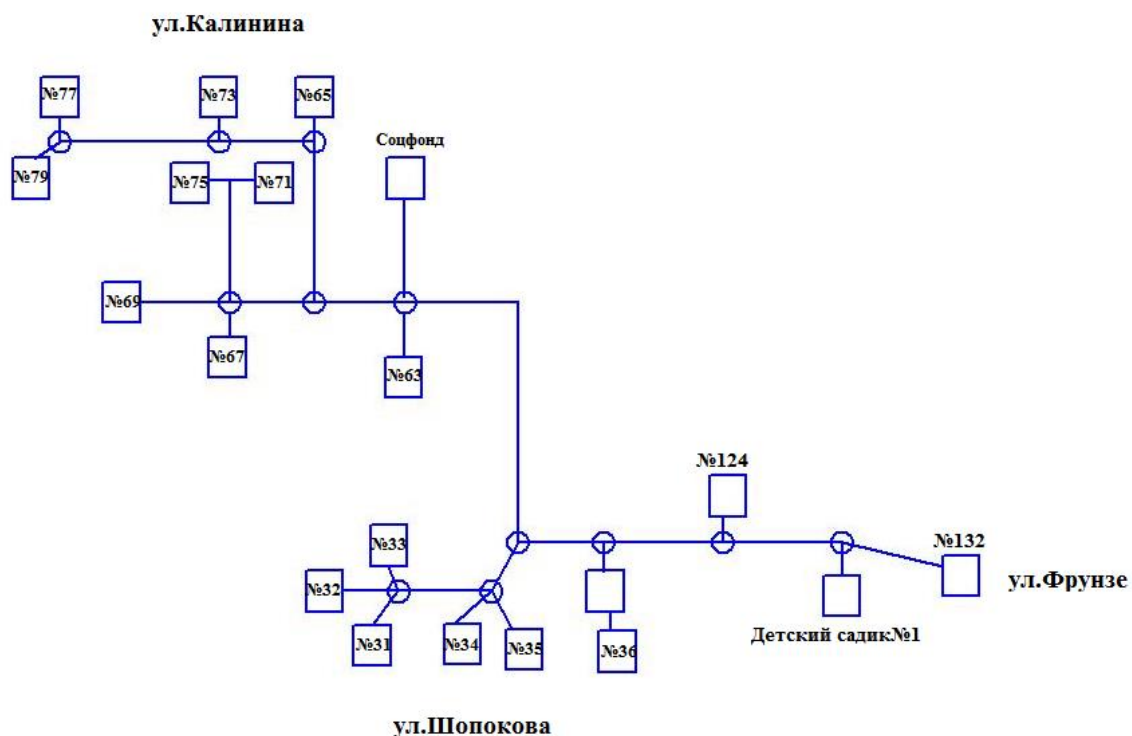


Рисунок 2.1.1- Схема теплоснабжения от котельной «Курулуш» в с. Сокулук

2.2 Зона действия источника тепловой энергии

В зоне деятельности котельной «Курулуш» находятся 11 многоквартирных домов, 6 жилых домов, 1 детский сад и 1 административное здание, расположенные по улицам: ул. Калинина, ул. Шопокова, ул. Фрунзе. Жилые здания, в основном, представлены 1-4-х этажными кирпичными строениями. На рисунке 2.1.2 показана зона действия теплоснабжения от котельной «Курулуш».

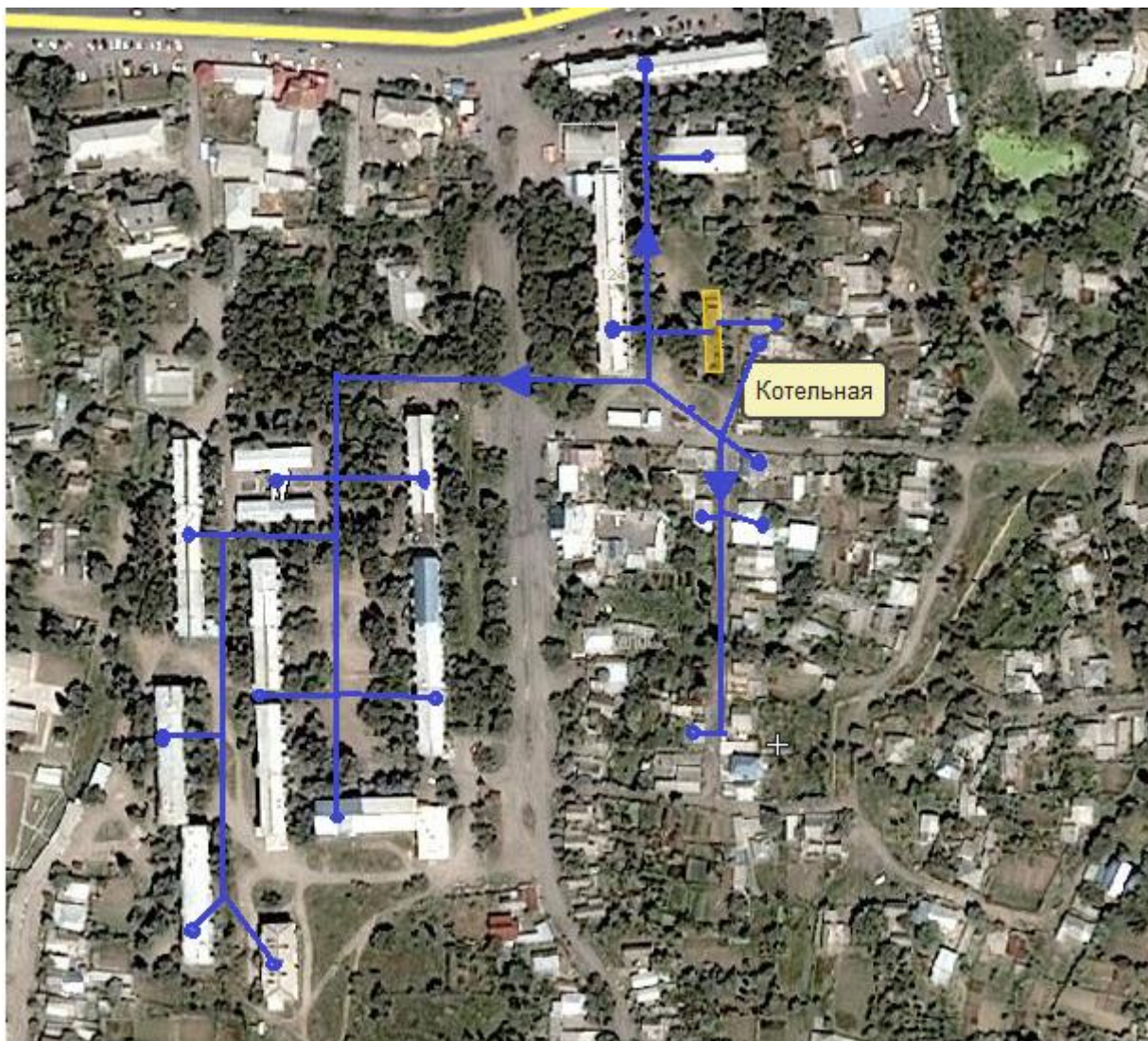


Рисунок 2.2.1 - Схема теплоснабжения от котельной «Курулуш» в с. Сокулук

2.3 Описание и исходные данные системы теплоснабжения

Источником тепловой нагрузки является котельная «Курулуш». Протяженность тепловой сети 1492 м. Котельная снабжает потребителей только для нужд отопления, горячее водоснабжение отсутствует. Конфигурация тепловой сети радиальная. Температурный график теплосети 95/70. Система теплоснабжения двухтрубная, закрыта, прокладка трубопроводов подземная.

Таблица 2.3.1- Исходные данные

Магистраль П6-К8-К7-К6-К5-К4-К3-К2-К1-И					
Участок	Длина трубопрово да, L,м	Фактические диаметры d,мм	Участок	Длина трубопровода , L,м	Фактические диаметры d,мм
П6-К8	20	57	П12-К12	20	32
К8-К7	100	89	К12-К11	30	57
К7-К6	60	89	К11-К2	30	57
К6-К5	100	108	П10-К11	30	32
К5-К4	60	108	П13-К12	30	32
К4-К3	70	108	П18-К13	50	89
К3-К2	150	219	П14-К12	70	57
К2-К1	30	219	П11-К11	30	32
К1-И	20	219	П2-К4	10	57
П5-К8	20	57	П1-К4	30	76
П4-К7	20	57	П8-К10	20	57
П3-К6	20	57	К10-К9	80	108
П15-К14	10	57	К9-К1	90	108
К14-К13	80	108	П9-К10	60	57
К13-К5	50	108	П7-К9	20	57
П16-К14	10	57	П17-К13	10	57
Магистраль-П7-И					
П7-И	20	32			

Примечание: *П-потребители тепла, К-колодец.

2.4 Характеристика оборудования котельной «Курулуш»

Котельная «Курулуш» установленной мощностью 1,5 Гкал/ч работает природном газе. В котельной установлено два водогрейных котла «Братск» производства ЗАО "Системы теплообеспечения" , 1 котел «Факел» Минского завода, 3 мазутных котла (на данный момент не рабочих). В настоящее время работают только 2 кола «Братск». Котлы № 1 и 2 установлены в 1986 году, котел № 1 прошел последний капремонт в 2008 году. Данные об основном оборудовании котельной «Курулуш» приведены в таблице 2.3.1 .

Таблица 2.4.1– Основное оборудование котельной «Курулуш»

№ п/п	Марка оборудования	Год ввода эксплуатацию	Кол-во агрегатов	Тепловая мощность, Гкал/ч	КПД, %	Вид топлива
1	Братск	1988	2	0,86	92	Природный газ

Таблица 2.4.2 – Вспомогательное оборудование котельной «Курулуш»

Оборудование	Типоразмер	Мощность, кВт	Количество	Завод-изготовитель
Вентилятор поддува	ВЦ 14-46	4	3	Машиностроительный завод «Вента»
Дымосос	ДН-1000	17	2	ОАО «Бийский котельный завод»
Циркуляционный насос	4К-12	15	1	ООО «Насос Украина»
	3К9-1	7,5	1	
Подпиточный насос	2К6-1	10	1	ООО «Насос Украина»

2.4.1 Статистика отказов и восстановлений основного оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений основного оборудования на источниках тепловой энергии для котельной «Курулуш» не ведется.

2.4.2 Описание секционирующей и регулирующей арматуры тепловых сетей

Данные по секционирующей и регулирующей арматуре на тепловых сетях не предоставлены.

2.4.3 Сведения о наличии коммерческого учета тепловой энергии у потребителей

Приборами коммерческого учета тепловой энергии не оснащен ни один потребитель.

2.4.4 Описание структуры и параметров тепловых сетей

Как было упомянуто выше большую часть потребителей котельного составляют многоквартирные и частные жилые дома и административно-

деловые строения. Схема тепловых сетей закрытая, двухтрубная. Основные характеристики тепловых сетей котельной приведены на рисунке 2.4.1.

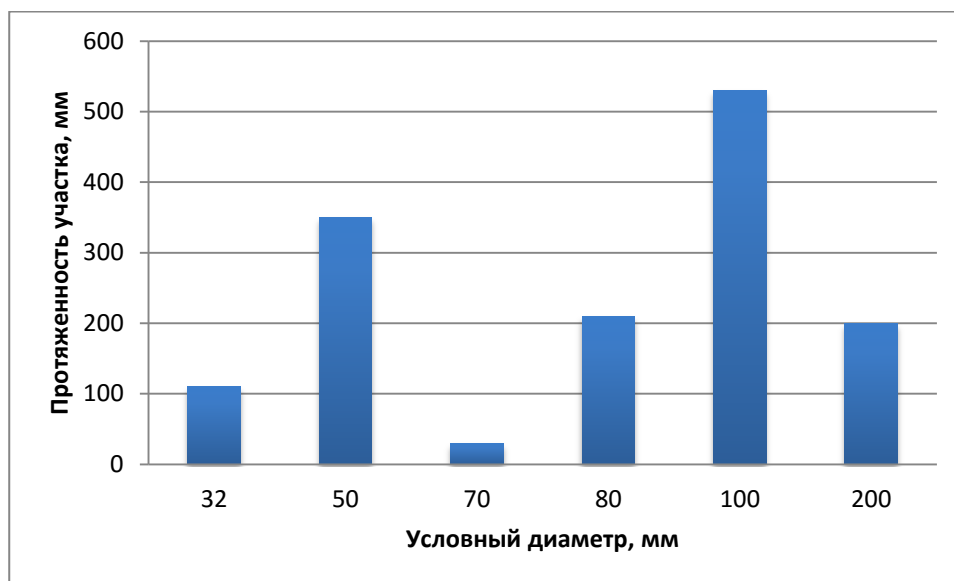


Рисунок 2.4.1- Структура тепловых сетей котельной «Курулуш»

Из рис. 2.4.1 видно, что в тепловой сети котельной преобладают участки с диаметрами 0,10 и 0,05 м. Изоляция всех тепловых сетей выполнена базальтовым волокном и рубероидом, прокладка тепловых сетей подземная.

2.5 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Регулирование отпуска тепловой энергии – централизованное, качественное. Теплоноситель в системе теплоснабжения – вода, основной график отпуска тепловой энергии – 95/70 °С. Графики сетевой воды разрабатываются и утверждаются ежегодно руководящим техническим персоналом источников тепловой энергии. Температурный график показан на рисунке 2.5.1 .

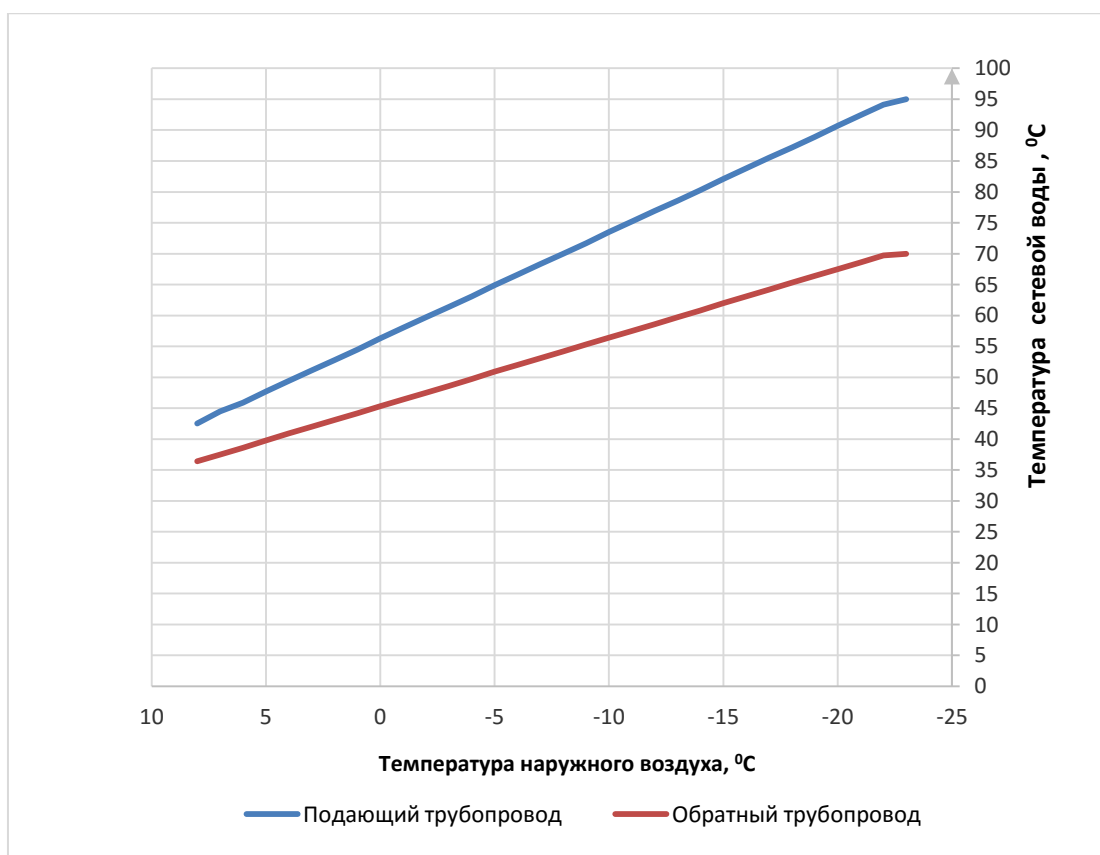


Рисунок 2.5.1 – Температурный график

Одним из основных факторов, влияющих на величину отпуска тепловой энергии на отопление теплопотребителей, являются метеоусловия района теплоснабжения. Данные о среднемесячных температурах воздуха и расчетных температурах в системе отопления в селе Сокулук приведены в таблице 2.5.1 и 2.5.2 .

Таблица 2.5.1 – Среднемесячная температура наружного воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
-5,6	-3,2	3,8	11,4	16,9	21,3	24,1	22,6	17,3	10,1	2,2	-2,2

Таблица 2.5.2 – Расчётные температуры систем отопления и вентиляции, °С

Города и населенные пункты	Продолжительность отопительного периода для дошкольных учреждений $Z_{сут}$, сут.	Расчетная температура воздуха в отопительный период, °С		
		расчетная для проектирования		средняя отопительного периода, t_{cp} .
		отопления $t_{но}$	вентиляции $t_{нв}$	
с. Сокулук	130	- 23	- 7	0,2

2.5.1 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а так же на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

2.6 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии

Данные о тепловых нагрузках котельной «Курулуш» приведены в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1 - Тепловые нагрузки потребителей

Тепловые нагрузки						
Потребители	Всего Гкал	Население Гкал	Организация Гкал	Прочее Гкал	Гкал/ч	Мвт
Калинина 124	221,1287	213,4548	2,6416	5,0323	0,071	0,083
Калинина 65	226,7782	226,224		0,5542	0,073	0,085
Калинина 73	165,074	165,074			0,053	0,062
Калинина 77	187,4568	187,4568			0,06	0,069
Калинина 79	118,4568	118,1538			0,04	0,044
Кирпичное Фрунзе 132	160,923	149,6204		11,3026	0,052	0,059
Кирпичное Шопокова 31	18,2251	18,2251			0,0058	0,0068
Кирпичное Шопокова 32	21,6537	21,6537			0,007	0,008
Кирпичное Шопокова 33	13,5742	13,5742			0,004	0,005
Кирпичное Шопокова 34	16,2856	16,2856			0,005	0,006

Продолжение таблицы 2.6.1

Кирпичное Шопокова 35	16,3566	16,3566			0,0053	0,006
Кирпичное Шопокова 36	18,3562	18,3562			0,0058	0,007
Д/Сад №1 Сокулук	143,543		143,543		0,046	0,054
Сокулук Соцпомощь	93,997			93,997	0,03	0,035
Калинина 71	174,1691	174,1691			0,056	0,065
Калинина 75	171,9376	171,9376			0,055	0,064
Калинина 67	229,8649	229,3221		0,5328	0,074	0,086
Калинина 63	166,144	165,5384		0,6056	0,053	0,062
Калинина 69	169,8333	168,6023		1,231	0,054	0,063
Итого по поставщику:	2333,4448	2074,0047	146,1846	113,2555	0,749	0,87
Всего:	2333,4448	2074,0047	146,1846	113,2555	1,5	1,74

Структура тепловой нагрузки по видам потребителей показана на рисунке 2. 6.1



Рисунок 2.6.1– Структура тепловой нагрузки котельной «Курулуш»

Из рисунка 2.6.1 видно, что тепловая нагрузка котельных включает только нагрузку на нужды отопления, при этом большая часть всей нагрузки приходится на многоэтажные дома (65%), второе место – жилые дома (30 %), на долю бюджетных потребителей (5 %),

2.7 Гидравлический расчёт на основные режимы

Гидравлические расчеты выполнены в программно-расчетном комплексе «Тепло», результаты гидравлических расчетов представлены в приложении В. Ниже приведены алгоритмы расчета.

Программа "Тепло" предназначена для гидравлического расчета двухтрубной тепловой сети. Для входа в программу необходимо запустить файл "Терло.exe", в появившемся окне

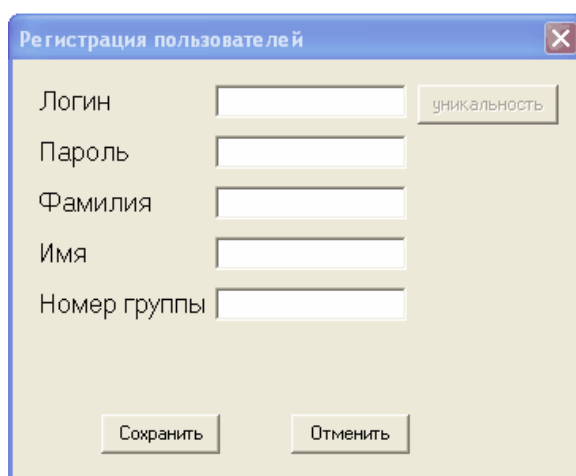


Рисунок 2.7.1– Вход в программу «Тепло»

Возможности вычислительной программы следующие:

- определение средней скорости движения теплоносителя;
- расчет удельных линейных потерь напора;
- потерь напора на участке;
- суммарных потерь от источника;
- определение располагаемого напора на каждом расчетном участке тепловой сети;
- построение пьезометрического графика с учетом рельефа местности;
- расчет количества тепла потребляемого абонентами, для оценки необходимой мощности котельных.

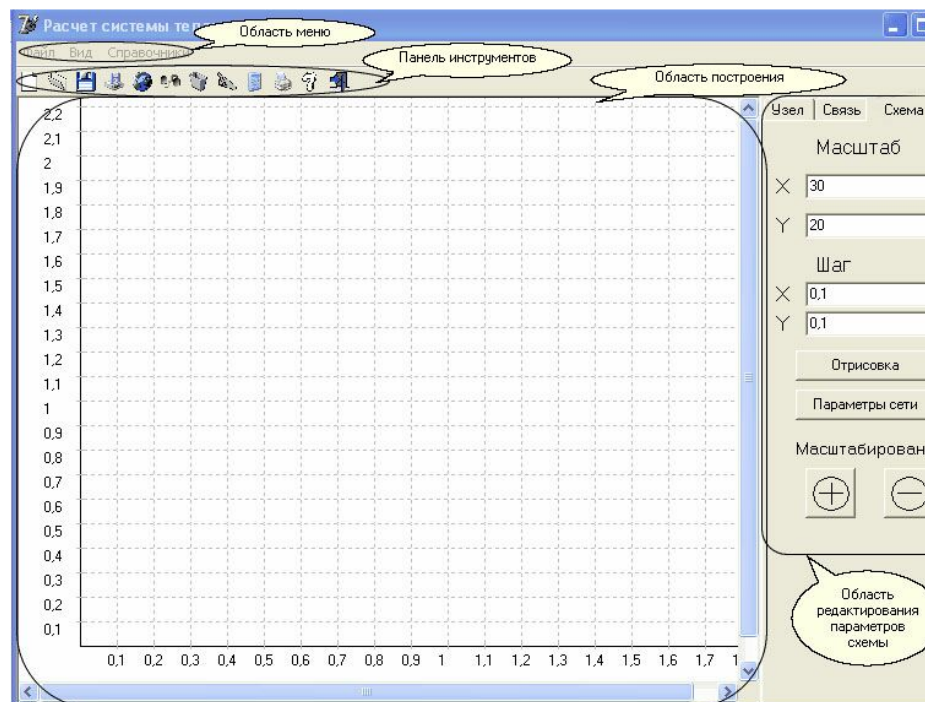


Рисунок 2.7.2 – Краткое описание элементов окна программы

Первым этапом выполнения работ по разработке схемы теплоснабжения было составление модели схемы теплоснабжения в программе «Тепло» рисунок 2.7.2.

При выполнении данной работы:

- проработана и систематизирована вся полученная информация по источнику теплоснабжения, сетям и потребителям;
- занесены в программу все необходимые технические данные.

Далее была построена модель схемы теплоснабжения от котельной «Курулуш», которая показана на рисунке 2.7.3 .

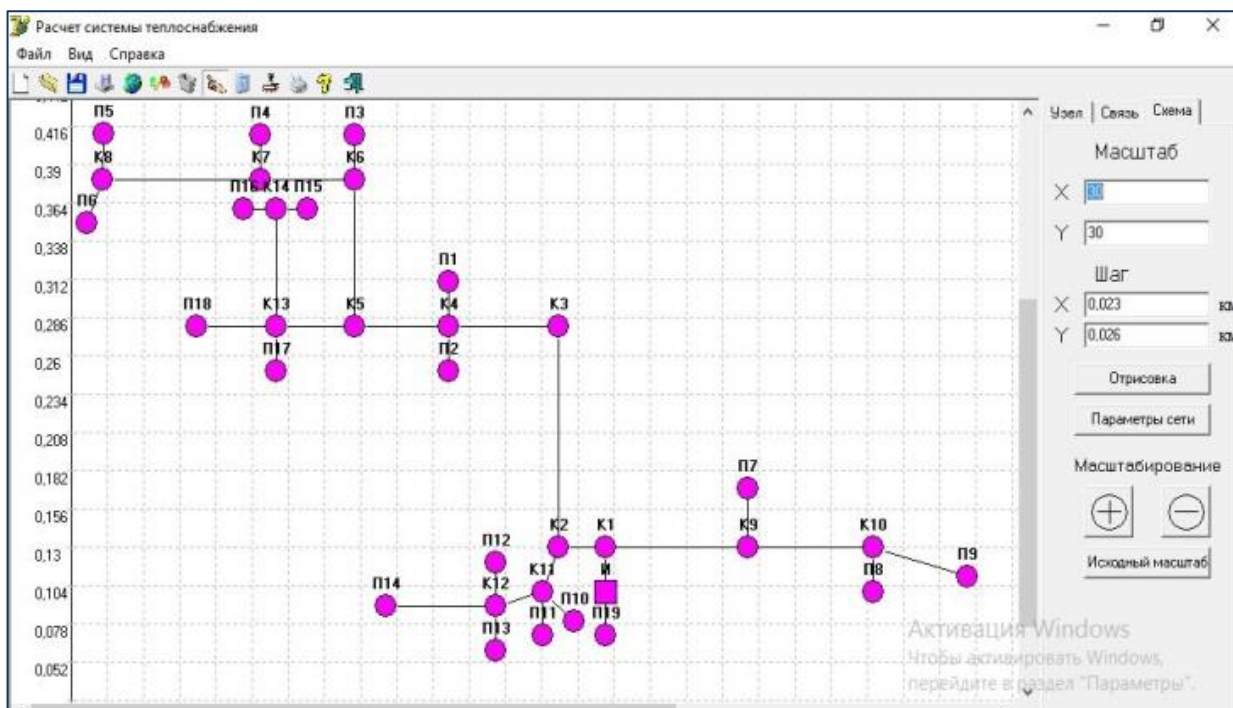


Рисунок 2.7.3 – Электронная модель системы теплоснабжения от котельной «Курулуш»

Программа «Тепло» позволяет производить сравнительный анализ вариантов при проектировании систем теплоснабжения и их эксплуатации с выбором наиболее оптимальных; дает возможность оперативного расчета отдельных участков сети и всей системы в целом с учетом изменившихся условий (подключение новых потребителей тепла, изменение характеристик потребителей тепла и параметров теплоносителя). Введенная схема тепловой сети (характеристики участков, характеристики потребителей тепла) хранится в одном файле с расширением *.tpl, таким образом можно хранить несколько вариантов расчета, легко переключаться между расчетными схемами. Очень просто и удобно осуществлять функции сбора, хранения, корректировки и обработки технических характеристик расчетных участков и потребителей тепловой сети, вывода их на экран и печать.

После расчета вы можете увидеть потери давления на каждом участке и напоры в начале и конце каждого участка схемы; программа позволяет распечатать не только результаты расчета, но и полученные графики.

Программа позволяет построить пьезометрический график для любой цепи участков с учетом рельефа местности;

Программа очень проста и наглядна в работе, легка в освоении. Автоматизированная система гидравлического расчет позволяет освободить труд инженера – проектировщика и технолога от однообразной рутинной работы, повысить его качество и производительность при разработке мероприятий по наладке тепловых сетей.

После расчета вы можете увидеть потери давления на каждом участке и напоры в начале и конце каждого участка схемы. Расчетные схемы (характеристики участков, потребителей и результаты расчета) можно сохранять.

Программа «Гидравлический расчёт тепловых сетей» даёт возможность оперативного расчета отдельных участков сети и всей системы в целом.

2.7.1 Определение расчётных расходов теплоносителя

Расчетный расход сетевой воды на систему отопления, присоединенную по зависимой схеме, можно определить по формуле:

Расход сетевой воды на участке П6-К8:

$$W_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi} \times 1000}{c_e \times (t_1 - t_2) \times \eta_{nom}} = \frac{0,1 \times 1000}{4,19 \times (95 - 70) \times 0,98} = 0,96 \text{ кг / с}, \quad (2.1)$$

где Q_n - расчетная нагрузка на систему отопления, Гкал/ч; t_1 - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °C; t_2 - температура воды в подающем трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °C; η_{nom} – потери тепла в магистрали [11] .

Аналогично определяем расчетные расходы воды для остальных потребителей, учитывая нагрузки потребителей соединенных последовательно. Полученные данные приведены в приложение В.

2.7.2 Конструкторский расчёт трубопроводов тепловой сети

Целью конструкторского гидравлического расчета является определение диаметров трубопроводов и потерь давления в тепловой сети при известных расходах и параметрах теплоносителя.

Исходными данными для проведения конструкторского гидравлического расчета являются:

- схема тепловой сети;
- длины участков тепловой сети, количество и места установки задвижек, компенсаторов и углов поворота;
- расчетные нагрузки потребителей;
- расчетные параметры теплоносителя на источнике и потребителях;
- геодезические отметки узлов тепловой сети и высоты зданий.

Конструкторский расчет тепловой сети закрытой системы теплоснабжения выполняется из условия, что диаметры подающего и обратного трубопроводов одинаковые.

Расходы теплоносителя на участках тепловой сети определяются в зависимости от схемы присоединения потребителей и способа регулирования отпуска теплоты.

Конструкторский расчет тепловой сети может быть выполнен двумя способами:

- по известной разности располагаемых напоров в начале и конце рассчитываемой сети. При этом за основную магистраль при расчете разветвленной тепловой сети выбирают ветвь с наименьшими удельными потерями напора;
- по задаваемым удельным потерям давления на основной магистрали и ответвлениях. В этом случае за основную магистраль принимается наиболее протяженная ветвь. Удельные потери на магистрали

выбирают так, чтобы давления в узлах ответвлений обеспечивало нормальную работу всех потребителей.

В первом случае решение задачи сводится к определению расчетных удельных потерь напора и подбору таких диаметров трубопроводов, при которых фактические удельные потери напора не превышают расчетных. Под расчетным участком разветвленной сети будем понимать трубопровод, в котором расход теплоносителя не изменяется. Расчетный участок располагается, как правило, между соседними ответвлениями. Расчетный участок делится на два или несколько, если в его пределах требуется изменить диаметры труб или вид прокладки.

При этом конструкторский расчет тепловой сети распадается на два этапа: предварительный и проверочный [1].

2.7.3 Предварительный расчёт

1. Определяем расчетные расходы теплоносителя на всех участках расчетной магистрали тепловой сети путем последовательного суммирования расходов теплоносителя по всем потребителям и ответвлениям.

2. Определяем расчетный располагаемый напор на каждом потребителе ΔH_{nom}

3. Диаметры подбираем по среднему гидравлическому уклону, ориентируясь на удельные потери давления на трение 150 Па/м, что дает нам решение которое близкое к экономически оптимальному.

4. Определяем предварительно диаметр трубопровода по формуле:

$$d = \frac{A_d^6 \times G^{0,38}}{R_{\lambda}^{0,19}} = \frac{0,117 \times 0,96^{0,38}}{80^{0,19}} = 51 \text{ мм}, \quad (2.2)$$

где A_d^6 - коэффициент, зависящий от шероховатости трубопровода и плотности теплоносителя [2]; G - массовый расход теплоносителя на участке сети, кг/с.

Диаметры подбираем по среднему гидравлическому уклону, ориентируясь на удельные потери давления на трение 150 Па/м, что дает нам решение которое близкое к экономически оптимальному [1]. Полученные результаты приведены в таблице в приложении В.

2.7.4 Проверочный расчёт

1. Округляем предварительно рассчитанный диаметр до ближайшего по стандарту. Таблица стандартных размеров труб [1].

2. Определяем фактическое удельное падение давления по формуле:

$$R_{\text{л}} = \frac{A_R^6 \times G^2}{d^{5,25}} = \frac{0,00001362 \times 0,96^2}{0,051^{5,25}} = 78,05 \text{ Па/м}, \quad (2.3)$$

При условии абсолютной эквивалентной шероховатости равной 0.0005, коэффициент A_R^6 был принят 0.00001362 [1].

3. Определяем сумму коэффициентов местных сопротивлений $\sum \xi$. При подсчете суммы коэффициентов местных сопротивлений учитывается все устанавливаемое на участке оборудование, например задвижки, компенсаторы, отводы, тройники и т.д.

4. Местные потери давления, определяем по формуле:

$$\Delta P_M = \sum \xi \frac{w^2}{2} \times \frac{l}{v} = 0,5 \times \frac{0,48^2}{2} \times \frac{l}{0,0011} = 52,36 \text{ Па}, \quad (2.4)$$

где $\sum \xi$ - значения коэффициентов для каждого вида местных сопротивлений (задвижка, отвод, компенсатор и т.д) принимались по таблице Б.1 в приложении Б., ξ - сумма коэффициентов местных сопротивлений на участке.

5. Определяем приведенные длины участков.

По типу и количеству местных сопротивлений на каждом участке определяем приведенную длину:

$$L_{\text{пр}} = l_{\text{участка}} + l_{\Sigma} = 20 + 0,54 = 20,54 \text{ м}, \quad (2.5)$$

где $l_{\text{участка}}$ - длина участка трубопровода по плану, l_3 - эквивалентная длина на участке определяется по формуле:

$$L_{\text{эк}} = \frac{\Delta P_{\text{м}}}{R_{\text{л}}} = \frac{52,36}{78,05} = 0,73 \text{ м}, \quad (2.6)$$

где $P_{\text{м}}$ - местные потери давления, $R_{\text{л}}$ - удельные потери давления.

6. Определяем потери давления по длине трубопровода по формуле:

$$\Delta P = L_{\text{пр}} \times R_{\text{л}} = 20,54 \times 78,05 = 1016,8 \text{ Па}, \quad (2.7)$$

где $L_{\text{пр}}$ - приведенная длина участка м, $R_{\text{л}}$ - удельные потери давления, Па/м.

7. Определяем фактические потери напора на участке сети:

$$\Delta h = \frac{\Delta P}{r \times g} = \frac{1618,6}{1000 \times 9,81} = 0,16 \text{ м}, \quad (2.8)$$

где $r_{\text{воды}} = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ - плотность воды, принимаемая в расчетах;

$g = 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$ - ускорение свободного падения.

8. Определяем скорость движения воды в трубах, которая должна быть не более 3.5 м/с [6] :

$$w = \frac{4 \times W_{\text{п}}}{\rho \times n \times d_{\text{вн}}^2} = \frac{4 \times 0,96}{1000 \times 3,14 \times 0,051^2} = 0,48 \text{ м/с}, \quad (2.9)$$

На основании данных гидравлического расчета были построены пьезометрические графики, которые показаны на рисунках Г1, Г2, Г3 в приложении Г. Аналогично просчитываем весь расчет для остальных участков. Результаты расчета в приложении В.

Вывод

- Исходя, из исходных данных тепловой сети был произведен гидравлический расчет в программном комплексе «Тепло».
- Гидравлический расчет показал, что в данный момент система

работает не рационально. Фактические диаметры труб не соответствуют расчетным диаметрам. Больше перепады давлений на абонентских вводах. Как итог снижают перепады дросселирующими устройствами. Для определения диаметров труб был проведен конструкторский расчет.

- При проведении конструкторского расчета трубопроводов тепловой сети было выявлено, что по расчетным данным диаметры трубопроводов можно было проложить намного меньше. Что дало бы экономию в разы дешевле. Так же было выявлено, что при расчетных диаметров труб перепады давлений остаются большими. Для того чтобы их снизить в последующем расчете мы будем уменьшать диаметры труб.

2.8 Тепловой расчёт

2.8.1 Определение потерь тепла при транспорте

При транспорте тепла по трубам возникают линейные Q_L и местные Q_M тепловые потери. Линейные потери тепла по длине прямых или криволинейных (повороты, отводы, колена П-образных компенсаторов) участков труб определяется по формуле:

$$Q_L = q \times L \quad (2.10)$$

где, $q, \text{Вт}/\text{м}$ – удельные тепловые потери, которые принимаются согласно [1], $L, \text{м}$ – длина трубопровода.

Местные тепловые потери возникают в результате стока тепла через опорные конструкции, фланцевые соединения, запорно-регулирующую арматуру, компенсаторы и прочие фасонные изделия. Эти потери определяются приближенно и различными способами.

Полные тепловые потери в тепловых сетях рассчитываются по следующей формуле:

$$Q = Q_L + Q_M = q \times L + q \times L_{\Sigma} \text{ Вт}, \quad (2.11)$$

Транспортные потери тепла вызывают падение температуры теплоносителя, вследствие этого удельные теплотери по длине трубопровода изменяются. Из уравнения теплового баланса, выражающее равенство потерь тепла и уменьшение теплосодержания теплоносителя, определим температуру теплоносителя в конце расчетного участка по формуле:

$$t_2 = t_1 - \frac{q \times L_{np}}{G \times C_p} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2.12)$$

где $G, \text{ кг/с}$ – расход теплоносителя; $C_p = 4,19 \text{ кДж/(кг} \times ^\circ\text{C)}$ – теплоемкость теплоносителя.

Аналогично рассчитываем для остальных потребителей, результаты расчета представлены в таблицах в приложении Г.

2.8.2 Расчет тепловых потерь для участка П6-К8

Расчет тепловых потерь для прямой сети:

Участок П6-К8:

При условном диаметре $d_y = 0,51 \text{ м}$ удельные тепловые потери составят $q_{П6-К8} = 75 \text{ Вт/м}$.

Температура теплоносителя на выходе из теплофикационной установки $t_1 = 95 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Полные тепловые потери на данном участке:

$$Q_{П6-К8} = q_{П6-К8} \times L_{ПР-П6-К8} = 75 \times 20,73 = 1555 \text{ Вт} \quad (2.13)$$

Температура теплоносителя у потребителя П1:

$$t_2 = t_1 - \frac{Q_{П6-К8}}{G_{П6-К8} \times C_p} = 95 - \frac{1555}{0,96 \times 4190} = 94,61 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.14)$$

Расчет тепловых потерь для обратной сети:

Участок К8-П6:

При условном диаметре $d_y = 0,051 \text{ м}$ удельные тепловые потери составят $q_{K8-П6} = 29 \text{ Вт} / \text{м}$.

Температура теплоносителя на выходе у потребителя П6 $t_1 = 70^\circ\text{C}$.

Полные тепловые потери на данном участке

$$Q_{K8-П6} = q_{K8-П6} \times L_{ПР-K8-П6} = 29 \times 20,73 = 601,38 \text{ Вт}, \quad (2.15)$$

Температура теплоносителя у потребителя К8 (движение со стороны П6)

$$t_2 = t_1 - \frac{Q_{K8П6}}{G \times C_p} = 70 - \frac{601,38}{0,96 \times 4190} = 69,85^\circ\text{C}. \quad (2.16)$$

Аналогично рассчитываем для остальных потребителей, результаты расчета представлены в таблицах в приложении Г.

Вывод

- Исходя, из исходных данных тепловой сети был произведен тепловой расчет. В результате теплового расчета были определены тепловые потери.
- Результат расчета показал, что на данный момент в котельной большие тепловые потери.
- По результатам расчета с расчетными диаметрами трубопроводов тепловые потери уменьшились.
- По результатам расчета с уменьшением диаметров на ответвлениях показал уменьшение тепловых потерь на 28 094 Вт/м.

2.9 Анализ полученных результатов

Для проведения анализа режимов работы тепловых сетей было проведено три расчета. В первом случае был проведен гидравлический расчет на основе исходных данных с известными нагрузками, длинами и диаметрами трубопроводов. Во втором случае был проведен конструкторский гидравлический расчет для определения диаметров трубопроводов и потерь давления в тепловой сети при известных расходах и параметрах теплоносителя. В третьем случае был проведен гидравлический расчет с целью уменьшения диаметров трубопроводов и потерь давления в тепловой сети. По результатам гидравлического расчета были выявлены большие потери давления на ответвлении 1,у абонента П8 падение давления составляет 22 м вод. ст., что намного выше норматива в 5 м вод. ст. на вводе в индивидуальный пункт. В связи с этим система требует установки дросселирующих устройств. Подобная ситуация и для остальных потребителей. Результаты расчёта приведены в приложениях.

Гидравлический расчет показал, что система изначально была спроектировано не рационально. Это очень хорошо видно на рисунке Д.1 в приложении Д.

При проведении конструкторского расчета трубопроводов тепловой сети было выявлено, что по расчетным данным диаметры трубопроводов можно было проложить намного меньше. Что дало бы экономию в разы дешевле. Как видно из рисунка 2.9.2 при проведении конструкторского расчета нагрузки потребителей требуется трубы с меньшими диаметрами, чем с фактическими диаметрами, которые проложены в сети. Что в свою очередь привело к большим затратам на закупку трубопроводов.

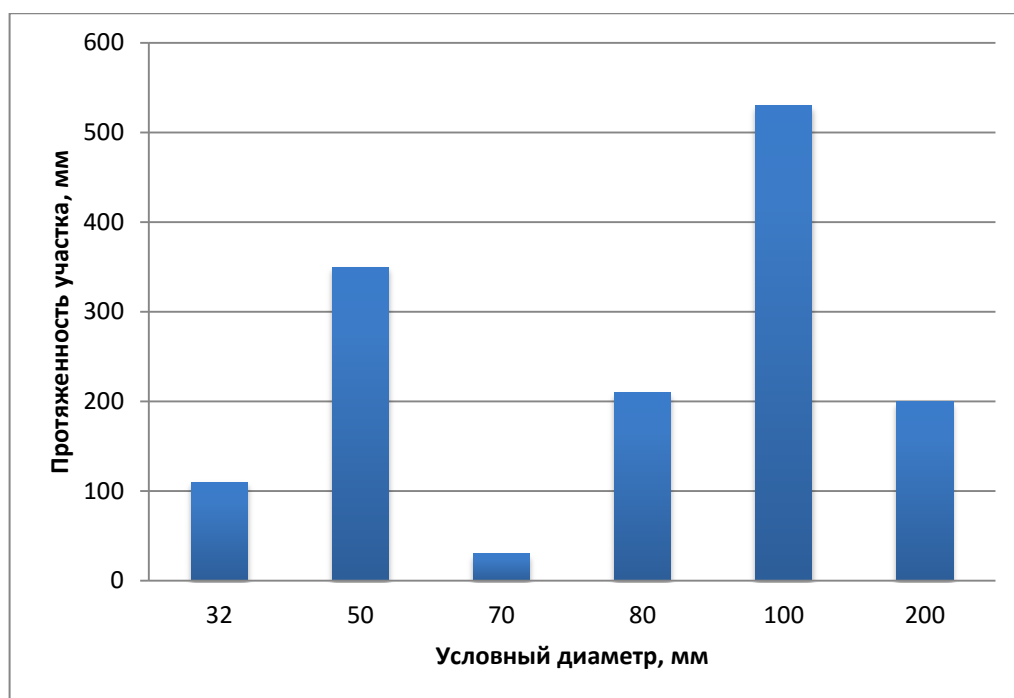


Рисунок 2.9.1 - Фактические диаметры и длины трубопроводов

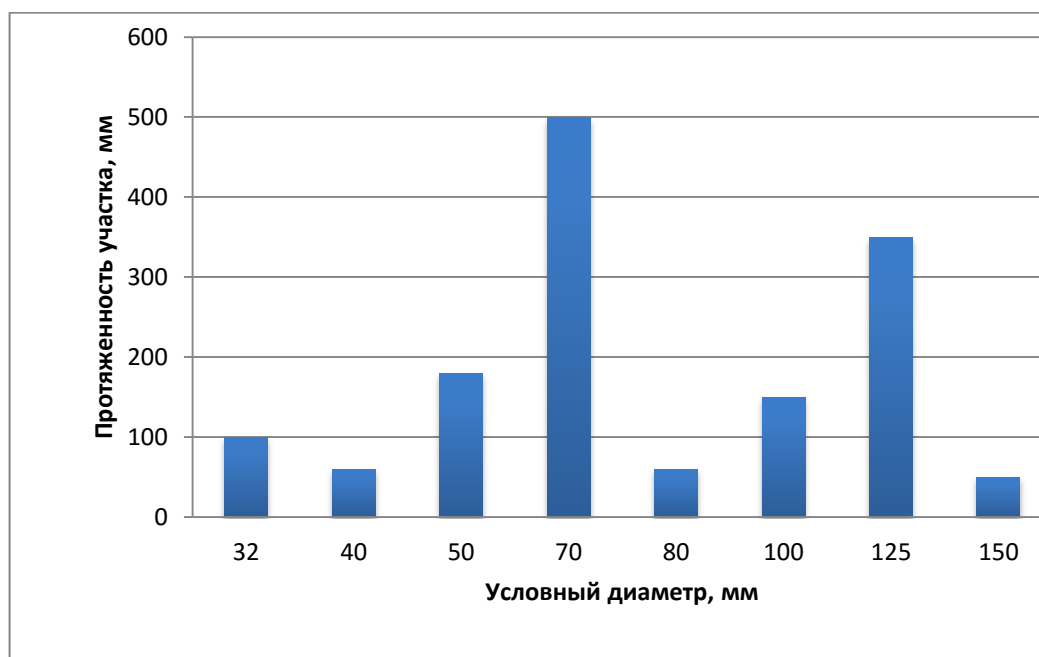


Рисунок 2.9.2 - Расчётные диаметры и длины трубопроводов

Как известно расчетные расходы воды для всех участков определяют в зависимости от расчетных расходов теплоносителя у потребителей. Возможные потери давления в тепловой сети зависят от напора, развиваемого циркуляционными насосами, которые могут быть весьма

различными. Таким образом, имеется неопределенность в постановке задачи гидравлического расчета, для устранения которой необходимо добавлять дополнительные условия. Эти условия формулируются из требований максимальной экономической эффективности системы теплоснабжения. От принятых диаметров трубопроводов зависят гидравлические потери в них. Чем меньше диаметры труб, тем больше потери. При уменьшении диаметров снижается стоимость системы, что в свою очередь повышает ее экономическую эффективность. Однако с ростом потерь растет и напор, который должны развивать насосы, а с ростом напора растет и стоимость и энергия, которая расходуется на перекачку теплоносителя. При таких условиях, когда с изменением диаметров труб одна группа стоимостных показателей уменьшается, а вторая увеличивается, выбирать нужно самые оптимальные значения диаметров, при которых суммарная стоимость сети будет минимальной. Для того чтобы определить оптимальные диаметры трубопроводов далее в расчетах были уменьшены диаметры труб (рисунок 2.9.3). Анализ гидравлических расчётов показал необходимость проведения мероприятий по уменьшению диаметра только на некоторых участках от главной магистрали. На остальных источниках отладить гидравлические режимы возможно при проведении наладочных работ на сетях.

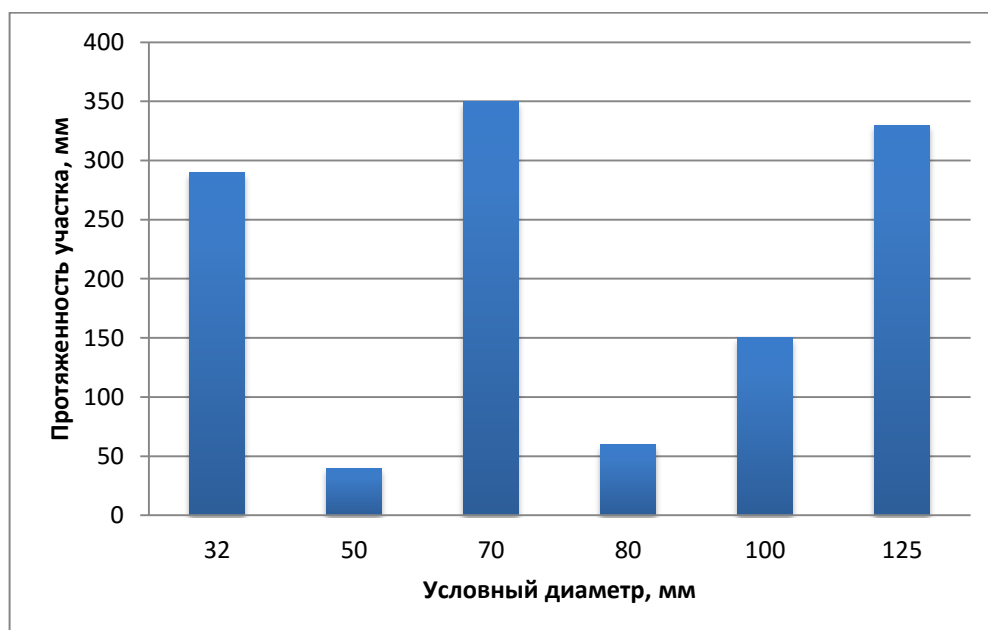


Рисунок 2.9.3 – Рекомендуемые диаметры трубопроводов

С уменьшением диаметров масса трубопроводов значительно уменьшилась это мы можем наглядно увидеть на рисунке 2.9.4 .

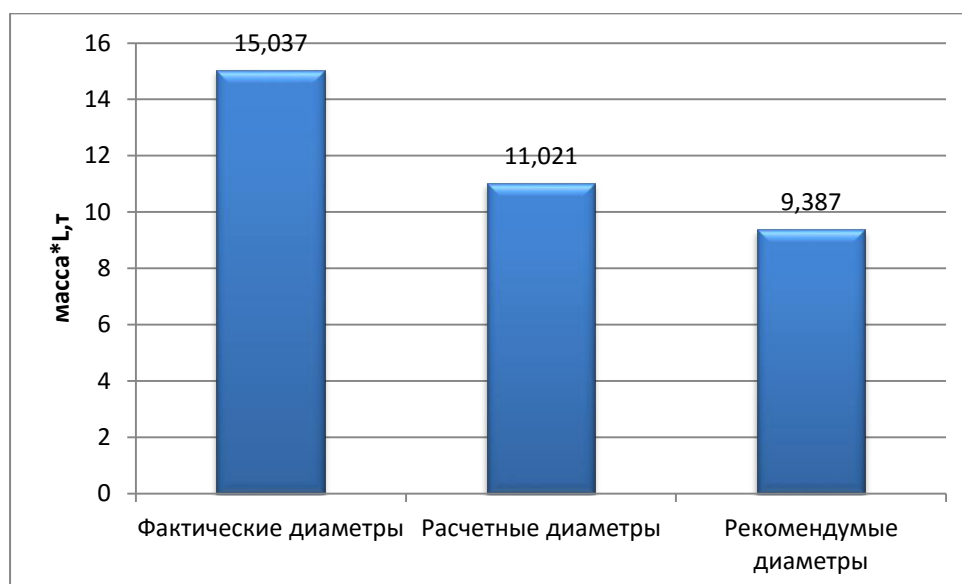


Рисунок 2.9.4 - Масса трубопроводов

На данный момент в тепловой сети проложено 15,037 т трубопровода. По рекомендуемым диаметрам мы получаем 9,387 т трубопровода, что меньше фактических диаметров на 37,7%. При уменьшении диаметров соответственно уменьшились и тепловые потери таблица 2.8.1 .

Таблица 2.9.1- Тепловые потери подающего и обратного трубопровода

Суммарные тепловые потери подающего и обратного трубопровода				
	$Q_{\text{ПОД}}, Вт$	$Q_{\text{ОБР}}, Вт$	$Q_{\text{СУММ}}, Вт$	$Q_{\text{СУММ}}, Вт$
С фактическим и диаметрами	152023,64	59260,92	211284,56	212980,09
	1225,67	469,84	1695,52	
С расчетными диаметрами	141775,97	55837,40	197613,37	199349,5
	1225,67	510,69	1736,37	
С рекомендуемыми диаметрами	131555,52	51594,66	183150,19	184886,56
	1225,67	510,69	1736,37	

Исходя, из исходных данных тепловой сети был произведен тепловой расчет. В результате теплового расчета были определены тепловые потери. Результат расчета показал, что на данный момент в котельной большие тепловые потери. Так же стало видно что, с фактическими диаметрами тепловые потери больше. По результатам расчета с уменьшением диаметров на ответвлениях показал уменьшение тепловых потерь на 28 094 Вт.

Для стабилизации гидравлического режима тепловой сети и уменьшения тепловых потерь предполагается провести модернизацию индивидуальных тепловых пунктов путём уменьшения диаметров труб и переводом на независимую схему подключения системы отопления. В последующих расчётах будут рассмотрены модернизация тепловой сети от котельной «Курулуш».

3 Эффективность перевода закрытой системы теплоснабжения на независимую систему подключения потребителей

Появление индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) в доме - это реальная возможность сокращения расходов на коммунальные платежи за счет экономии тепловой энергии. При этом значительно повышается качество услуг отопления. При помощи ИТП потребители тепла сами смогут задавать необходимые параметры теплового комфорта и не зависеть от официальной даты начала и завершения отопительного сезона. Если раньше решение о начале и завершении отопительного сезона принималось постановлением администрации города, то при наличии ИТП жители это могут сделать самостоятельно решением собрания собственников жилья.

В результате проведенных тепловых и гидравлических расчетов мы добились снижения потерь давления путем уменьшения диаметров трубопроводов. Но изначально тепловая сеть от котельной была, спроектирована нерационально и падения давления после уменьшения диаметров труб составляло больше пяти метров, что больше требуемого напора. В связи с этим для уменьшения потерь давления переводим зависимую систему отопления на независимую систему. Когда нужно сделать выбор, какая лучше зависимая и независимая система отопления, следует отметить, что первая из них на сегодняшний день стала невостребованной.

Применение независимых систем теплоснабжения открывает новые возможности в развитии внутриквартальных сетей а так же внутренних систем отопления: использование пластиковых гибких распределительных трубопроводов с повышенным сроком службы, полипропиленовых труб для внутренних систем теплоснабжения, алюминиевых и штампованных панельных радиаторов и т.п.

При переводе на независимую схему:

- повреждаемость тепловых сетей снижается в 10-20 раз по сравнению с зависимой схемой;
- потери тепла в тепловых сетях снижаются на 10-15 %;
- понижаются удельные расходы топлива на транспортировку тепла и производство ;
- уменьшаются «перетопы» потребителей в весенний и осенний периоды;
- уменьшаются затраты на эксплуатацию котельных и тепловых сетей;
- уменьшаются затраты на благоустройство территорий после аварий и восстановление коммуникаций;
- повышается качество теплоснабжения потребителей за счет уменьшения потерь тепла и количества повреждений на тепловых сетях;
- сокращаются сроки отключения ГВС в межремонтный период (летний) период;
- уменьшается стоимость услуг по теплоснабжению;
- потребитель получает необходимое и достаточное количество тепла;
- улучшается качество теплоносителя;
- снижаются выбросы в атмосферу газов и тепла от котельных, а также при авариях на тепловых сетях;
- снижается количество аварий на тепловых сетях, и, следовательно, уменьшается вред окружающей среде (нарушение благоустройства, затопление подземных сооружений и подвалов жилых зданий) [4].

Одновременно надо сказать, что в современном строительстве применяется исключительно независимая схема присоединения системы отопления, несмотря на значительные финансовые расходы. Сейчас

повсеместно переходят на независимое теплоснабжение. В ряде случаев задействуют комбинированную схему подключения теплового пункта, используя зависимую и независимую системы.

Реконструкцию закрытых систем целесообразно проводить путем поэтапного перехода на независимую схему присоединения системы отопления с установкой авторегуляторов.

В состав ИТП входят:

- теплообменники пластинчатые;
- запорная и регулирующая арматура;
- контрольно-измерительные приборы;
- насосы;
- щиты электроуправления;
- контроллеры.

В обеспечении котельной «Курулуш» находятся 19 потребителей. Из них 13 многоквартирных домов, 6 жилых домов, 1 детский сад и 1 административное здание.

3.1 Предложения по модернизации и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Реконструкция систем теплоснабжения предусматривает строительство в отапливаемых зданиях автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов. При строительстве ИТП предусматривается:

- установка пластинчатых теплообменников высокоэффективных;
- установка приборов учета количества теплоты, поступающей к абонентам;

— применение систем автоматического регулирования температуры в системе отопления абонентов в зависимости от фактической нагрузки и температуры наружного и внутреннего воздуха отапливаемых помещений;

— применение системы частотного регулирования подачи подпиточных и циркуляционных насосов, обеспечивающей уменьшение потребления электрической энергии нагнетателями котельной и непроизводительных расходов тепла и воды.

Далее произведем расчеты по выбору пластинчатых теплообменников.

3.2 Расчёт и выбор пластинчатого теплообменника

Для расчета пластинчатого теплообменника примем исходные данные потребителя Пб, которые приведены в таблице 3.2.1 .

Таблица 3.2.1- Исходные данные

Среда теплоносителя	Расход G_1 , т/ч	Температура на входе $t'_1, ^\circ C$	Температура на выходе $t''_1, ^\circ C$	Рабочее давление в аппарате P , МПа	Гидравлические сопротивления по стороне хода воды $\Delta P_1 = \Delta P_2$, МПа
Греющая	3,456	95	70	0,6	0,05
Нагреваемая	4,05	64,2	85,5	0,6	0,05

Таблица 3.2.2 - Теплофизические свойства воды

Среда теплоносителя	При средней температуре	Плотность ρ_1 , кг / м ³	Удельная теплоёмкость $\frac{Дж}{кг \cdot ^\circ C}$	Коэффициент теплопроводности $\lambda_1, \frac{Вт}{м \cdot ^\circ C}$	Кинематическая вязкость $\nu_1, \frac{м^2}{с}$
Греющая	82,7	960,5	4187	0,682	$3,14 \cdot 10^{-7}$
Нагреваемая	74,85	970,2	4187	0,676	$3,55 \cdot 10^{-7}$

Для заданного расхода 3,456 т/ч сетевой воды выбираем теплообменник с пластинами типа 0,5E из стали AISI 316. Каналы, образуемые пластинами имеют размеры: $d_3=0,008$ м, $f_1=0,0011$ м², $L_n=1,12$ м. Поверхность теплообмена пластины $F_1=0,5$ м², условный диаметр прохода штуцера $D_y=65$ мм.

3.2.1 Тепловой расчёт

Средний температурный напор при принятом противоточном движении воды и воды:

Схема потоков:

$$\Delta t_{\bar{o}} = 25^{\circ}\text{C} \quad \begin{matrix} 95 \rightarrow 70 \\ 85,5 \leftarrow 64,2 \end{matrix} \quad \Delta t_{\bar{m}} = 21,3^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_{\bar{m}}}{2,3 \lg \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_{\bar{m}}}} = \frac{25 - 21,3}{2,3 \times \lg \frac{25}{21,3}} = 23,1^{\circ}\text{C} \quad (3.1)$$

Определяем количество тепла, передаваемого в единицу времени:

$$Q = G_1 \cdot c_1 \cdot (t_1' - t_1'') = 0,96 \cdot 4187 \cdot (95 - 70) = 10,04 \cdot 10^5 \text{ Вт} \quad (3.2)$$

Расход нагреваемой воды определяется по формуле:

$$G_2 = \frac{Q}{c_2 \cdot (t_2' - t_2'')} = \frac{10,04 \times 10^5}{4187 \times (85,5 - 64,2)} = 1,11 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (3.3)$$

$$V_2 = \frac{G_2}{\rho_2} = \frac{1,12}{970,2} = 0,0011 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.4)$$

Оптимальная скорость движения воды в каналах определяется по формуле:

$$W_1 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_1' \cdot (t_t' - t_{cm}') \cdot \Delta P_1}{c_1' \cdot (t_1' - t_1'') \cdot \rho_1'^2 \cdot \zeta_1}} \text{ м/с} \quad (3.5)$$

Приведенная формула служит для ориентировочного определения

скорости w_l , поэтому входящие величины в нее задаются приближенно.

Коэффициент теплоотдачи со стороны хода воды принимаем $\alpha_1' = 2500 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$;

среднюю температуру стенки $\bar{t}_{cm} = \frac{\bar{t}_1 + \bar{t}_2}{2} = \frac{82,5 + 74,85}{2} = 78,6^\circ\text{C}$; коэффициент гидравлического сопротивления единицы относительной длины межпластинного канала $\zeta_1 = 2,6$.

Тогда:

$$W_l = 2 \times \sqrt[3]{\frac{a_1' \times (\bar{t}_1 - \bar{t}_{cm}) \times DP_l}{c_1' \times (t_1' - t_1'') \times r_l^2 \times z_l}} = 2 \times \sqrt[3]{\frac{2500 \times (82,5 - 78,675) \times 0,5 \times 10^5}{4187 \times (95 - 70) \times 960,5^2 \times 2,6}} = 0,24 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (3.6)$$

Критерий Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re_l = \frac{W_l \times d_2}{n_l} = \frac{0,24 \times 0,008}{3,14 \times 10^{-7}} = 6513 \quad (3.7)$$

Проведем проверку принятого значения коэффициента общего гидравлического сопротивления:

$$\zeta_1 = \frac{22,4}{Re_l^{0,25}} = \frac{22,4}{6513^{0,25}} = 2,5 \quad (3.8)$$

$\zeta_1 = 2,5$, что является достаточно близкой к принятой величине.

Критерий Прандтля Pr_l и Pr_{cm} при средней температуре потока воды:

$$\begin{aligned} \bar{t}_1 &= 82,5^\circ\text{C} \quad Pr_l = 2,17 \\ \bar{t}_{cm} &= 78,67^\circ\text{C} \quad Pr_{cm} = 2,28 \end{aligned}$$

Критерий Нуссельта для охлаждения воды определяем по формуле:

$$Nu_l = 0,135 \times Re_l^{0,73} \times Pr_l^{0,43} \times \left(\frac{Pr_l}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} = 0,135 \times 6513^{0,73} \times 2,17^{0,43} \times \left(\frac{2,17}{2,28} \right)^{0,25} = 110 \quad (3.9)$$

Определим коэффициент теплоотдачи от воды к стенке пластины:

$$a_1 = \frac{Nu_1 \times l_1}{d_s} = \frac{110 \times 0,682}{0,008} = 9433 \frac{Вт}{м^2 \times ^\circ C} \quad (3.10)$$

Рациональная скорость движения воды в каналах пластинчатого теплообменника: для ориентировочного расчёта скорости w_2 принимаем $\alpha_2' = 2500 \frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$; среднюю температуру стенки $\bar{t}_{cm} = \frac{\bar{t}_1 + \bar{t}_2}{2} = \frac{82,5 + 74,85}{2} = 78,6^\circ C$; коэффициент гидравлического сопротивления единицы относительной длины межпластинного канала $\zeta_1 = 2,6$.

Тогда:

$$W_2 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_2' \cdot (\bar{t}_{cm} - \bar{t}_2) \cdot \Delta P_2}{c_2' \cdot (\bar{t}_2 - \bar{t}_2) \cdot \rho_2^2 \cdot \zeta_2}} = 2 \times \sqrt[3]{\frac{2500 \times (78,6 - 74,8) \times 0,5 \times 10^5}{4187 \times (85,5 - 64,2) \times 970,2^2 \times 2,6}} = 0,26 \frac{м}{с} \quad (3.11)$$

Критерий Рейнольдса определяем по формуле:

$$Re_2 = \frac{W_2 \cdot d_s}{\nu_2} = \frac{0,26 \times 0,008}{3,55 \times 10^{-7}} = 5853 \quad (3.12)$$

Проводим проверку коэффициента общего гидравлического сопротивления принятого ранее:

$$z_2 = \frac{22,4}{Re_2^{0,25}} = \frac{22,4}{5853^{0,25}} = 2,6 \quad (3.13)$$

что является достаточно близкой к принятой величине.

Значение критериев Прандтля и Pr_2 и Pr_{cm} для воды при:

$$\bar{t}_2 = 74,85^\circ C \quad Pr_2 = 2,42$$

$$\bar{t}_{cm} = 78,6^\circ C \quad Pr_{cm} = 2,28$$

Критерий Нуссельта для охлаждающей воды:

$$Nu_2 = 0,135 \times Re_2^{0,73} \times Pr_2^{0,43} \times \left(\frac{Pr_2}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} = 0,135 \times 5853^{0,73} \times 2,42^{0,43} \times \left(\frac{2,42}{2,28} \right)^{0,25} = 114 \quad (3.14)$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к воде:

$$a_2 = \frac{Nu_2 \times l_2}{d_3} = \frac{114 \times 0,676}{0,008} = 9709 \frac{Вт}{м^2 \times ^\circ C} \quad (3.15)$$

Коэффициент теплопередачи при выбранных выше скоростях:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{a_1} + \frac{d_1}{l_1} + \frac{d_{cm}}{l_{cm}} + \frac{d_2}{l_2} + \frac{1}{a_2}} = \frac{1}{\frac{1}{9433} + 0,00011 + 0,00031 + 0,00011 + \frac{1}{9709}} = 1348 \frac{Вт}{м^2 \times ^\circ C} \quad (3.16)$$

где $\frac{\delta_1}{\lambda_1} = 0,00011 \frac{м^2 \times ^\circ C}{Вт}$ - термическое сопротивление загрязнений со стороны воды; $\delta_{cm} = 0,005 м$ - толщина стенки пластин; $\lambda_{cm} = 16 \frac{Вт}{м \times ^\circ C}$ - теплопроводность нержавеющей стали; $\frac{d_2}{l_2} = 0,00011 \frac{м^2 \times ^\circ C}{Вт}$ - термическое сопротивление загрязнений со стороны технической воды.

Потребная поверхность теплообмена:

$$F_a = \frac{Q}{K \times \Delta t_{cp}} = \frac{10,04 \times 10^5}{1348 \times 23,1} = 3,2 м^2 \quad (3.17)$$

Принимаем ближайшую стандартную поверхность теплообмена $F_a' = 3 м^2$

3.2.2 Конструктивный расчёт

Площадь поперечного сечения пакета по стороне хода греющей воды определяется по формуле:

$$f_{n1} = \frac{V_1}{W_1} = \frac{0,00099}{0,25} = 0,004 м^2 \quad (3.18)$$

по стороне хода нагреваемой воды:

$$f_{n2} = \frac{V_2}{W_2} = \frac{0,0011}{0,26} = 0,0044 м^2 \quad (3.19)$$

Количество каналов для греющей воды в одном пакете:

$$m_1 = \frac{f_{n1}}{f_1} = \frac{0,004}{0,0011} = 3,1 \quad (3.20)$$

принимаем $m_1 = 4$

для нагреваемой воды:

$$m_2 = \frac{f_{n2}}{f_1} = \frac{0,0044}{0,0011} = 4,06 \quad (3.21)$$

принимаем $m_2 = 4$

Количество пластин в одном пакете для греющей воды:

$$n_1 = 2 \times m_1 = 2 \times 3 = 6 \quad \text{шт} \quad (3.22)$$

для нагреваемой воды

$$n_2 = 2 \times m_2 = 2 \times 4 = 8 \quad \text{шт} \quad (3.23)$$

Поверхность теплообмена для греющей воды одного пакета:

$$F_{n1} = F_1 \times n_1 = 0,3 \times 6 = 1,8 \quad \text{м}^2 \quad (3.24)$$

для нагреваемой воды:

$$F_{n2} = F_1 \times n_2 = 0,3 \times 8 = 2,4 \quad \text{м}^2 \quad (3.25)$$

Количество пакетов в аппарате по стороне хода греющей воды:

$$X_1 = \frac{F'_a}{F_{n1}} = \frac{3}{1,8} = 1,6 \quad (3.26)$$

принимаем $X_1 = 2$

по стороне хода нагреваемой воды:

$$X_2 = \frac{F'_a}{F_{n2}} = \frac{3}{2,4} = 1,25 \quad (3.27)$$

принимаем $X_2 = 1$

Общее число пластин в аппарате:

$$n = \frac{F'_a + 2 \times F_1}{F_1} = \frac{3 + 2 \times 0,5}{0,5} = 12 \quad \text{шт} \quad (3.28)$$

Схема компоновки пластин в аппарате при $X_1=2$ и $X_2=1$:

$$C_x = \frac{2+2}{2} \quad (3.29)$$

Второе приближение:

Определяем фактическую площадь поперечного сечения пакетов для принятого аппарата:

$$f_{n1} = m_1 \times f_1 = 3 \times 0,0011 = 0,0033 \text{ м}^2 \quad (3.30)$$

$$f_{n2} = m_2 \times f_1 = 4 \times 0,0011 = 0,0044 \text{ м}^2 \quad (3.31)$$

Определяем фактическую скорость движения воды в каналах:

$$W_1 = \frac{V_1}{f_{n1}} = \frac{0,001}{0,0033} = 0,24 \quad \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (3.32)$$

$$W_2 = \frac{V_2}{f_{n2}} = \frac{0,00116}{0,0044} = 0,25 \quad \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (3.33)$$

Проведем проверку величины выбранной поверхности теплообмена при фактических скоростях рабочих сред.

Критерий Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re_1 = \frac{W_1 \times d_3}{n_1} = \frac{0,24 \times 0,008}{3,14 \times 10^{-7}} = 6515 \quad (3.34)$$

$$Re_2 = \frac{W_2 \times d_3}{n_2} = \frac{0,25 \times 0,008}{3,55 \times 10^{-7}} = 5853 \quad (3.35)$$

Критерий Нуссельта определяем по формуле:

$$Nu_1 = 0,135 \times Re_1^{0,73} \times Pr_1^{0,43} \times \left(\frac{Pr_1}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} = 0,135 \times 6515^{0,73} \times 2,17^{0,43} \times \left(\frac{2,17}{2,28} \right)^{0,25} = 110 \quad (3.36)$$

$$Nu_2 = 0,135 \times Re_2^{0,73} \times Pr_2^{0,43} \times \left(\frac{Pr_2}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} = 0,135 \times 5853^{0,73} \times 2,28^{0,43} \times \left(\frac{2,17}{2,28} \right)^{0,25} = 106 \quad (3.37)$$

Коэффициент теплоотдачи:

$$a_1 = \frac{Nu_1 \times l_1}{d_3} = \frac{110 \times 0,682}{0,008} = 9433 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \times ^\circ\text{C}} \quad (3.38)$$

$$a_2 = \frac{Nu_2 \times l_2}{d_3} = \frac{106 \times 0,676}{0,008} = 9035 \frac{Bm}{m^2 \times ^\circ C} \quad (3.39)$$

Коэффициент теплопередачи:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{a_1} + \frac{d_1}{l_1} + \frac{d_{cm}}{l_{cm}} + \frac{d_2}{l_2} + \frac{1}{a_2}} = \frac{1}{\frac{1}{9433} + 0,000305 + 0,0000625 + 0,00011 + \frac{1}{9035}} = 1348 \frac{Bm}{m^2 \times ^\circ C} \quad (3.2)$$

Определяем поверхность теплообмена:

$$F_a = \frac{Q}{K \times \Delta t_{cp}} = \frac{10,04 \times 10^5}{1456 \times 23} = 2,98 \text{ м}^2 \quad (3.40)$$

Выбранная поверхность теплообмена $F=3 \text{ м}^2$ и схема компоновки полностью удовлетворяет заданным условиям.

3.2.3 Гидромеханический расчёт

Из предыдущих полученных результатов расчёта мы имеем:

Фактические скорости движения воды и воды в каналах теплообменника: $W_1=0,24 \text{ м/с}$ $W_2=0,25 \text{ м/с}$, критерий Рейнольдса: $Re_1=6315$, $Re_2=5853$. Коэффициент гидравлического сопротивления единицы относительной длины канала:

$$z_1 = \frac{22,4}{Re_1^{0,25}} = \frac{22,4}{6315^{0,25}} = 2,5 \quad (3.41)$$

$$z_2 = \frac{22,4}{Re_2^{0,25}} = \frac{22,4}{5853^{0,25}} = 2,56 \quad (3.42)$$

Гидравлическое сопротивление пакетов пластин:

$$\Delta P_1 = z_1 \times \frac{L_n}{d_3} \times r_1 \times \frac{W_1^2}{2} \times X_1 = \frac{2,33 \times 1,12 \times 960,5 \times 0,24^2 \times 2}{0,008 \times 2} = 20764 \text{ Па} \quad (3.43)$$

$$\Delta P_2 = z_2 \times \frac{L_n}{d_3} \times r_2 \times \frac{W_2^2}{2} \times X_2 = \frac{2,3 \times 1,12 \times 970,2 \times 0,25^2 \times 2}{0,008 \times 2} = 23468 \text{ Па} \quad (3.44)$$

Общее гидравлическое сопротивление теплообменника: для греющей

воды $\Delta P_1 = 20764 \text{ Па}$, для нагреваемой воды $\Delta P_2 = 23468 \text{ Па}$.

Сопоставим заданные максимально допустимые гидравлические сопротивление с расчётным условием:

$$\frac{\Delta P_{\text{задан.}}}{\Delta P_{\text{расч.}}} \geq 1$$

или

$$\Delta P_1 = \frac{50000}{20764} = 2,4$$

$$\Delta P_2 = \frac{50000}{23468} = 2,13 \quad (3.45)$$

Что удовлетворяет заданному условию.

Проведя тепловой, конструктивный и гидромеханический расчёт вычислили, что для заданных начальных параметров требуется теплообменник НН№08А 12ТЛО. Аналогично рассчитываем и для остальных потребителей. Результаты расчета приведены в таблицах 3.2.3. Расчёт выполнен по методике [9].

Таблица 3.2.3 - Результаты теплового расчета

Потребители	Расход греющей воды, G_2 , кг/с	Расход нагреваемой воды, G_2 , кг/с	Скорость воды, w_2 м/с	Число Рейнольдса, Re	Коэффициент теплопередачи, $K, \frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$	Поверхность теплообмена, $F_a, м^2$
П1	2,76	3,2	0,26	5849	1348	2,57
П2	4,86	5,7	0,26	5852	1348	4,53
П3	6,66	7,8	0,26	5853	1348	6,2
П4	4,7	5,53	0,26	5854	1348	4,39
П5	5,4	6,38	0,26	5854	1348	5,06
П6	3,456	4,05	0,26	5853	1348	3,2
П7	6,55	7,69	0,26	5853	1348	6,1
П8	4,24	4,9	0,26	5855	1348	3,9
П9	4,64	5,45	0,26	5855	1348	4,32
П10, П11, П12, П13, П19	0,82	0,96	0,25	5847	1348	2,75
П14	6,32	7,4	0,26	5854	1348	5,4
П15	5,11	6	0,26	5853	1348	4,7
П16	5,04	5,9	0,26	5855	1348	4,69
П17	6,76	7,9	0,26	5852	1348	6,3
П18	4,96	5,8	0,26	5852	1348	4,63

Общее гидравлическое сопротивление теплообменников приведено в таблице 3.2.4.

Таблица 3.2.4-Расчет гидравлических сопротивлений

Потребители	Гидравлическое сопротивление греющей среды ΔP_1 , Па	Гидравлическое сопротивление нагреваемой среды ΔP_2 , Па	Общее количество пластин в аппарате n_a , шт
П1	20751,9	23440,3	12
П2	20776,3	23460,1	15
П3	20760,3	23468,9	22
П4	20765,9	23476,8	15
П5	20759,5	23473,6	18
П6	20744,1	23468,5	12
П7	20765,4	23471,1	22
П8	20778,1	23482,6	15
П9	20760,5	23481,7	15
П10, П11, П12, П13, П19	20656	23424,6	12
П14	20769,6	23475,3	22
П15	20750,9	23469,4	18
П16	20774,2	23480,9	18
П17	20755,4	23461,3	22
П18	20769,2	23457,4	15

По результатам расчета были подобраны теплообменники фирмы «Ридан». Рекомендуемые теплообменники приведены в таблице 3.2.7. Выбор теплообменников определяется максимальной мощностью, необходимой для обеспечения требуемого температурного режима тепловой сети при любых температурах окружающего воздуха, соответствующих климатологическим данным и максимальной присоединенной нагрузке. Как видно из расчетных данных для различных поверхностей нагрева выбраны теплообменники. На сегодняшний день на рынке теплообменного оборудования имеется достаточно широкий выбор пластинчатых теплообменников. Необходимо

подчеркнуть, что представленные данные получены сугубо для оценки конъюнктуры рынка пластинчатых теплообменников и не привязывают дальнейшее развитие по работе к какому-то определенному поставщику.

На рисунке 3.2.1 представлен чертеж пластинчатого теплообменника «Ридан».

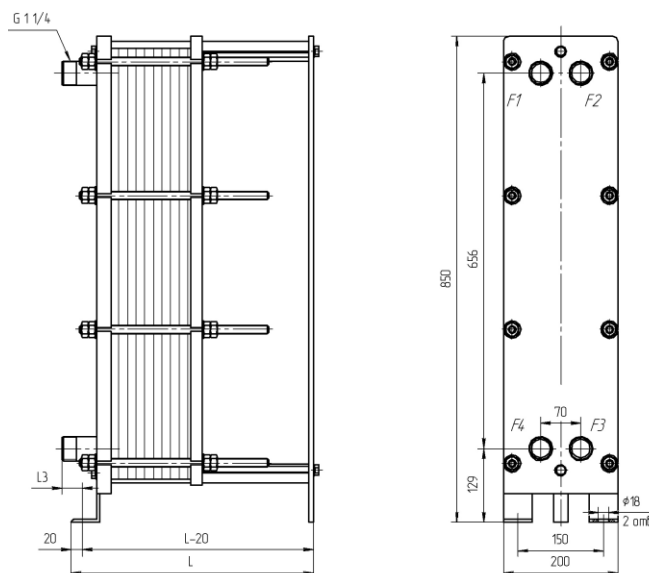


Рисунок 3.2.1 - Пластинчатый теплообменник [26]:

F1 – вход греющей среды; F2 – выход нагреваемой среды; F3 – вход нагреваемой среды; F4 – выход греющей среды

Было рассмотрено 2 варианта решений по выбору пластинчатых теплообменников. Один вариант предполагает падение давления на абонентских вводах 5 м вод.ст а второй 12 м вод.ст. По результатам расчета видно что при увеличении давления в 12 м вод.ст. увеличилась скорость и уменьшилось поверхность нагрева. Соответственно цена на теплообменник будет меньше. Однако напор насоса увеличился в два раза соответственно увеличилось мощность и цена. При увеличении мощности насоса потребление электроэнергии увеличилось. По таблице видно что цена насоса увеличивается на 58,1% что в свою очередь удорожает все затраты на оборудование. Сравним два варианта подбора давления при 12 м вод.ст и 5 м вод.ст. для потребителя Пб. Результаты расчета приведены в таблице 3.2.5

Таблица 3.2.5 - Результаты расчета при изменении гидравлического сопротивления воды

Наименование	Гидравлическое сопротивление воды, м вод. ст	
	$\Delta P = 5$	$\Delta P = 12$
Скорость воды $w_1, \text{м/с}$	0,24	0,33
Число Рейнольдса Re_1	6315	8456
Коэфф-т гидрав. сопрв. ξ_1	2,5	2,33
Число Нусельта Nu_1	110	136
Коэфф-т теплоотдачи $a_1, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$	9433	11672
Скорость воды $w_2, \text{м/с}$	0,25	0,34
Число Рейнольдса Re_2	5853	7836
Коэфф-т гидрав.сопрт. ξ_2	2,56	2,38
Число Нусельта Nu_2	114	142
Коэфф-т теплоотдачи $a_2, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$	9709	12014
Коэфф-т теплопередачи $K, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$	1348	1386
Поверх-ть теплообмена $F_a, \text{м}^2$	3,2	3,1

По полученным результатам подбираем циркуляционные насосы. В таблице 3.2.6 приведены цены циркуляционных насосов.

Таблица 3.2.6-Стоимость циркуляционных насосов.

Потребители	Стоимость насоса(руб),при 5 м вод ст	Стоимость насоса (руб),при 12 м вод ст
П1	4560	10900
П2	7250	19080
П3	10200	19080
П4	7250	19080

Продолжение таблицы 3.2.6

П5	7820	19080
П6	4560	10900
П7	10200	19080
П8	6690	19080
П9	10200	19080
П10, П11, П12, П13, П19	5590	10900
П14	10200	19080
П15	7820	19080
П16	10200	19080
П17	7820	19080
П18	7110	10900

В таблице 3.2.7 приведены технические характеристики циркуляционных насосов.

Таблица 3.2.7 -Технические характеристики циркуляционных насосов.

Потребители	Наименование	Напор, м	Расход, м3/ч	Мощность, Вт
П1	HZ601-DN25	5,4	3,5	70
П2	Star RS 25-7	7	5	132
П3	WRS 40/10	10	7,6	370
П4	Star RS 25-7	7	5	132
П5	Star RS 25-8	8	5,8	176
П6	H7 601-DN25	5,4	3,5	70
П7	WRS 40/10	10	7,6	370
П8	UPS 25-60	6	4,5	70

Продолжение таблицы 3.2.7

П9	WRS 40/10	10	7,6	370
П10, П11, П12, П13, П19	HZ601-DN25	5,4	3,5	70
П14	WRS 40/10	10	7,6	370
П15	Star RS 25-8	8	5,8	176
П16	WRS 40/10	10	7,6	370
П17	Star RS 25-8	8	5,8	176
П18	UP 15-14	2	0,5	7

Как видно из рисунка 3.2.1 стоимость насосов увеличилась на 53,1 % .

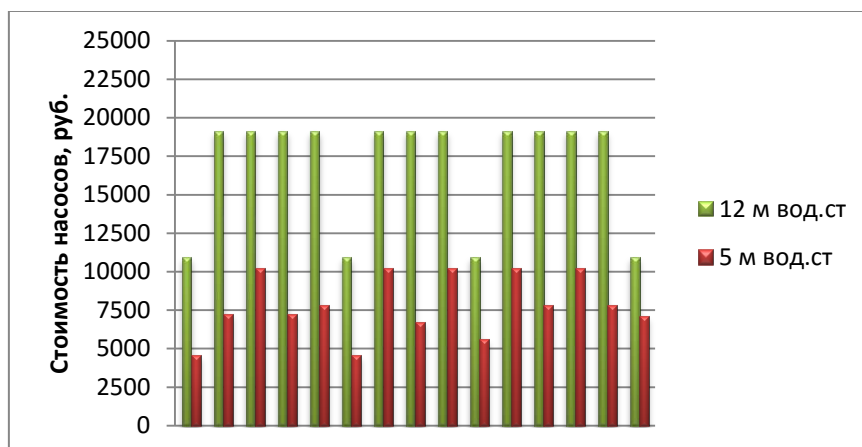


Рисунок 3.2.1 - Стоимость циркуляционных насосов при увеличении давления

С точки зрения технико-экономических показателей самым оптимальным считаем выбор теплообменников и циркуляционных насосов на давление 5 м вод.ст так это экономически оптимально.

Для потребителей П1,П2,П4,П6,П8,П9,П18, предложено использовать пластинчатые теплообменники НН№08А 15ТЛО. Материал пластин – сталь AISI 316. Тепловая мощность каждого теплообменника 0,14 МВт, при теплопередающей поверхности 4 м² каждого теплообменника из 15 пластин. Схема движения теплоносителей – противоток. Присоединительные патрубки с условным диаметром прохода 32 мм.

Для потребителей ПЗ,П5,П7,П14,П15,П16,П17 предложено использовать пластинчатые теплообменники НН№08А 22ТЛО. Материал пластин – сталь AISI 316. Тепловая мощность каждого теплообменника 0,2 МВт, при теплопередающей поверхности 6 м² каждого теплообменника из 22 пластин. Схема движения теплоносителей – противоток. Присоединительные патрубки с условным диаметром прохода 32 мм.

Для потребителей П10,П11,П12,П13,П19 предложено сделать один тепловой пункт ввиду малых нагрузок и поставить один теплообменник НН№04А 12ТЛО. Материал пластин – сталь AISI 316. Тепловая мощность каждого теплообменника 0,1 МВт, при теплопередающей поверхности 3 м² каждого теплообменника из 12 пластин. Схема движения теплоносителей – противоток. Присоединительные патрубки с условным диаметром прохода 32 мм.

Для обвязки теплообменного оборудования требуется установка дополнительного оборудования. Вместе с теплообменниками устанавливаем и вспомогательное оборудование, которое приведено в таблице 3.8.

Таблица 3.2.7 - Вспомогательное оборудование

№ п/п	Наименование	Количество
1	Фильтр сетчатый	2
2	Шаровой кран	4
3	Насос	1
4	Резьбовые соединения	1
5	Манометр	4
6	Кран трехходовой	4
7	Адаптер вварной	4
8	Термометр.	4
9	Бобышка	4

3.3 Реконструкция тепловых сетей с изменением диаметра

Анализ работы системы теплоснабжения на базе котельной «Курулуш» привел к формированию предложений по реконструкции тепловых сетей с уменьшением диаметра в зоне действия котельной, которые приведены в таблице 3.3.1 .

Таблица 3.3.1 - Диаметры трубопроводов тепловой сети от котельной «Курулуш»

Участки	Фактические диаметры	Рекомендуемые диаметры
П6-К8	0,051	0,051
К8-К7	0,082	0,07
К7-К6	0,082	0,082
К6-К5	0,1	0,1
К5-К4	0,1	0,125
К4-К3	0,1	0,125
К3-К2	0,207	0,125
К2-К1	0,207	0,125
К1-И	0,207	0,125
П5-К8	0,051	0,051
П4-К7	0,051	0,04
П3-К6	0,051	0,04
П15-К14	0,051	0,04
К14-К13	0,1	0,07
К13-К5	0,1	0,1
П16-К14	0,051	0,04
П12-К12	0,033	0,033
К12-К11	0,051	0,033
К11-К2	0,051	0,04
П10-К11	0,033	0,033
П13-К12	0,033	0,033
П18-К13	0,082	0,04
П14-К12	0,051	0,033
П11-К11	0,033	0,033
П2-К4	0,051	0,033
П1-К4	0,07	0,033
П8-К10	0,051	0,033
К10-К9	0,1	0,07
К9-К1	0,1	0,07
П9-К10	0,051	0,04
П7-К9	0,051	0,04
П17-К13	0,051	0,04
П19-И	0,033	0,033

Предложенные мероприятия позволят обеспечить потребителей необходимым количеством тепловой энергии и напором в сети, чему свидетельствуют расчеты гидравлического режима, результаты которого представлены в приложениях Б и В. Пьезометрические графики участков тепловых сетей представлены в Приложении Г. Согласно предоставленной документации теплоснабжающей организацией ОАО «БМП ТВС и В» на данный момент в котельной «Курулуш» утечки теплоносителя составляют 17,33 Гкал/год, однако после установок пластинчатых теплообменников вопрос об утечках исключается.

Выводы

В данной главе были рассмотрены вопросы о переводе существующей системы теплоснабжения на независимое подключение источников и потребителей.

Был проведен тепловой расчет пластинчатого теплообменника, по результатам которого были выбраны теплообменники и вспомогательное оборудование.

Анализ работы системы теплоснабжения на базе котельной привел к формированию предложений по реконструкции тепловых сетей:

- с уменьшением диаметра труб в зоне действия котельной;
- поэтапного перехода на независимую схему присоединения системы отопления с установкой пластинчатых теплообменников.

4 финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного проекта является экономический расчет системы теплоснабжения от котельной «Курулуш».

Задача перевода из зависимой схемы присоединения в независимую предусматривает возможность регулирования температуры вторичного теплоносителя, поступающего в радиаторы отопления, в соответствии с температурой наружного воздуха. Что дает возможность экономии тепловой энергии при переходе на независимую схему теплоснабжения может составить от 10 до 40%. Так же большая возможность улучшения эксплуатационных и технических качеств теплоносителя, тем самым повышая защиту котельных установок от загрязнений.

Целью раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

- разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;
- организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

4.1 Перечень работ и оценка времени их выполнения

В данной части раздела определим стоимость ресурсов, затраченных на исследование и составим смету затрат на исследование.

Стоимость научного исследования складывается из стоимости всех ресурсов, затраченных на него, а именно:

- Материально-технические;
- Человеческие;
- Финансовые.

1. Составление таблицы занятости участников проекта

Для определения капитальных вложений на разработку системы определим объём и продолжительность необходимых работ. Перечень и сроки выполнения работ приведены в таблицу 4.1.1

Таблица 4.1.1 – Перечень работ и их продолжительность по времени, распределение по исполнителям

Наименование работ	Исполнители		кол-во дней
	Должность	Количество	
Получение задания	Инженер 10 р.	1	1
	Научный руководитель 15 р.	1	
Обзор литературы	Инженер 10 р.	1	10
Выбор реальной схемы из существующей системы теплоснабжения	Инженер 10 р.	1	12
Составление алгоритма решения задачи и проведение тепловых и гидравлических расчетов на основные режимы	Инженер 10 р.	1	15
Обработка результатов и их анализ	Инженер 10 р.	1	10
Разработка варианта модернизации	Инженер 10 р.	1	14
Составление алгоритма решения задачи и проведение тепловых и гидравлических расчетов на основные режимы	Инженер 10 р.	1	14
Обработка результатов исследования	Инженер 10 р.	1	10
Консультация	Научный руководитель 15 р.	1	8
	Инженер 10 р.	1	8

Продолжение таблицы 4.1.1

1. Техничко-экономическое обоснование	Инженер 10 р.	1	5
2. Социальная ответственность	Инженер 10 р.	1	5
3. Составление отчета	Инженер 10 р.	1	5
4. Проверка отчета	Научный руководитель 15 р.	1	3
5. Исправление ошибок и замечаний	Инженер 10 р.	1	3
6. Сдача работы	Инженер 10 р.	1	1
Общее количество рабочего времени, потраченное каждым исполнителем	Научный руководитель 15 р.	1	12
	Инженер 10 р.	1	116

2. Смета затрат на разработку проекта

В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- амортизация;
- полная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- прочие расходы;
- накладные расходы.

3. Материальные затраты

Стоимость расходных материалов, используемых при разработке проекта, примем равным $I_{\text{мат}}=1000$ руб.

4. Амортизация

Рассчитаем отчисления на амортизацию компьютерной техники, используемой при разработке проекта.

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{КТ}}}{T_{\text{КАЛ}}} \times \frac{Ц_{\text{КТ}}}{T_{\text{СЛ}}} = \frac{90}{365} \times \frac{30000}{6} = 1232 \text{ руб.} \quad (4.1)$$

где $T_{\text{КТ}}$ – время, использования компьютерной техники, 90 дней;

$T_{\text{кал}}$ – календарное время, 365 дней;

$Ц_{\text{КТ}}$ – стоимость компьютерной техники, 30000 руб.;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы компьютерной техники, 6 лет.

5. Затраты на оплату труда

– выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, исходя из сдельных расценок, тарифных ставок и должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда;

– выплаты стимулирующего характера по системным положениям;

– выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда (выплаты по районным коэффициентам).

6. Заработную плату инженера, участвующего в разработке проекта рассчитаем по формуле[33]:

$$ЗП_{\text{И}} = ЗП_{\text{О}} \times k_1 \times k_2 = 14500 \times 1,1 \times 1,3 = 20735 \text{ руб.}, \quad (4.2)$$

где $ЗП_{\text{О}}$ – базовый оклад, 14 500 руб.;

k_1 – коэффициент, учитывающий неотработанное время (отпуск) $k_1 = 1,1$;

k_2 – районный коэффициент; $k_2 = 1,3$.

Рассчитаем заработную плату для научного руководителя:

$$ЗП_{\text{НР}} = (ЗП_{\text{О}} \times k_1 + Д) \times k_2 = (23300 \times 1,1 + 2200) \times 1,3 = 36179 \text{ руб.}, \quad (4.3)$$

где $ЗП_{\text{О}}$ – базовый оклад, 23 300 руб.;

Д – доплата за интенсивность труда, 2200 руб.

7. Заработная плата исполнителей за выполнение проекта определится по следующей формуле:

$$ЗП_{\text{проект}} = \frac{ЗП_{\text{осн}}}{21} \times n \text{ руб.}, \quad (4.4)$$

где 21 – количество рабочих дней в месяце,

n – количество рабочих дней, потраченных на выполнение проекта.

8. Заработная плата руководителя за выполнение проекта:

$$ЗП_{\text{проект}} = \frac{36179}{21} \times 12 = 20673 \text{ руб.}, \quad (4.5)$$

9. Заработная плата инженера составит:

$$ЗП_{\text{проект}} = \frac{20735}{21} \times 116 = 114536 \text{ руб.}, \quad (4.6)$$

Общий фонд заработной платы исполнителей проекта составит:

$$\Phi ЗП = ЗП_{\text{пр}} + ЗП_{\text{ин}} = 20673 + 114536 = 135209 \text{ руб.} \quad (4.7)$$

10. Отчисления на социальные нужды

В данном разделе отражается размер обязательных отчислений по установленным законодательством нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования от элемента «затраты на оплату труда».

11. Отчисления на социальные нужды составят 30% от фонда оплаты труда, их величина составит [34]:

$$И_{\text{сн}} = 0,3 \times \Phi ЗП = 0,3 \times 135209 = 40562 \text{ руб.} \quad (4.8)$$

12. Прочие расходы

Прочие расходы определяются как 10 % от суммы материальных затрат, отчислений на амортизацию, фонда заработной платы и социальных отчислений:

$$И_{\text{пр}} = 0,1 \times (И_{\text{мат}} + И_{\text{ам}} + \Phi ЗП + И_{\text{сн}}) = 0,1 \times (1000 + 1232 + 135209 + 40562) = 17800 \text{ руб.} \quad (4.9)$$

13. Накладные расходы

Накладные расходы определяются как 200 % от размера заработной платы и составят:

$$И_{\text{нр}} = 2 \times \Phi ЗП = 2 \times 135209 = 270418 \text{ руб.} \quad (4.10)$$

Все результаты расчетов сведем в таблицу 4.1.2

Таблица 4.1.2 – Смета затрат на проект

Статьи расходов	Сумма, руб.	Структура затрат, %
Материальные затраты	1000	0,21
Отчисления на амортизацию	1232	0,26
Оплата труда исполнителей	135209	29
Отчисления на социальное страхование	40562	8,7
Прочие расходы	17800	3,8
Накладные расходы	270418	58
Себестоимость проекта	466221	100

В результате технико-экономического обоснования была составлена смета затрат из которой получили, что себестоимость проекта численно равна 466 221 рубля.

4.1 Технико-экономический расчет мероприятий по повышению надежности тепловой сети.

Для независимой схемы подключения были выбраны пластинчатые теплообменники, трубопроводы и циркуляционные насосы. Сведения по ним представлены в таблице 4.1.3 и 4.1.4.

Таблица 4.1.3 - Смета затрат на оборудование

Наименование	Марка	Количество, шт	Стоимость одного оборудования, руб/шт	Общая стоимость оборудования, руб
Пластинчатый теплообменник	HH№08A 12TLO	1	48215	48215
Пластинчатый теплообменник	HH№08A 15TLO	7	54077	378539
Пластинчатый теплообменник	HH№08A 22TLO	7	63847	446929
Циркуляционный насос	HZ601-DN25	2	4560	9120
Циркуляционный насос	Star RS 25-7	2	7250	14500
Циркуляционный насос	WRS 40/10	5	10200	51000

Продолжение таблицы 4.1.3

Циркуляционный насос	Star RS 25-8	3	7820	23460
Циркуляционный насос	H7 601-DN25	1	4560	4560
Циркуляционный насос	UPS 25-60	1	6690	6690
Циркуляционный насос	UP 15-14	1	7110	7110
Вспомогательное оборудование	~	~	~	155250
Итого			214 329	1 145 373

Таблица 4.1.4- Смета затрат на дополнительное оборудование

Наименование	Диаметр трубы, мм	Длина, м	Стоимость трубы за метр, руб	Общая стоимость, руб
Труба ст10	0,033	160	105	46515
Труба ст10	0,04	230	115	56695
Труба ст10	0,07	100	169	16900
Труба ст10	0,125	330	399	131670
Итого				251 780

По поверхности теплообмена выбирают и проверяют теплообменное оборудование для потребителей, выбирают насосы и вспомогательное оборудование. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты, надежность работы теплообменного и вспомогательного оборудования, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы. Сметная стоимость для всего всей теплосети представлено в таблице 4.1.5.

Таблица 4.1.5 – Наименование и стоимость оборудования

Наименование оборудования	Кол-во, шт	Годовая сумма амортизацион- ных отчислений	Сумма, руб
Независимая система теплоснабжения			
Затраты на материально-технические ресурсы:			
• Пластинчатые теплообменники	15	87368,3	873 683
• Циркуляционные насосы	15	11644	116 440
• Трубопроводы	~	16617,48	251 780
• Прочее вспомогательное оборудование	~	15525	155 250
Итого по оборудованию			1 397 153
Затраты на человеческие ресурсы:			
– з/п рабочим			232 988
– отчисления на социальные нужды (30% от з/п)			69 896
Общие затраты			1 700 037

$$\sum_{i=0}^n I = (\text{оборудование} + \text{затраты_на_человеческие_ресурсы}) = 1397153 \text{ руб} + 302884 \text{ руб} = 1700037 \text{ руб.}$$

4.2 Эксплуатационные издержки при зависимой и независимой системах теплоснабжения.

Вариант 1

Расход энергии на перекачку теплоносителя:

$$\mathcal{E}_n = \frac{G \Delta p n}{\rho \eta_{\text{нп}}} \times 10^{-3} = \frac{18,86 \cdot 490300 \cdot 3120}{975 \cdot 0,6} \times 10^{-3} = 49317 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}, \quad (4.11)$$

где G -расход воды в сети (подача насоса), кг/с; Δp -перепад давлений, развиваемый насосами, Па; $\rho = 975$ плотность воды, кг/м³, n - ; часов работы насосов за год; $\eta_{\text{нп}} = 0,6-0,7$ КПД насоса.

Годовые издержки на электроэнергию, расходуемую на перекачку теплоносителя по сети, руб/год,

$$I_n = \mathcal{E}_n \cdot \tau_{\mathcal{E}} = 49317 \times 0,77 = 37974 \text{ руб/год}, \quad (4.12)$$

где $\tau_{\mathcal{E}}$ -стоимость производства и передачи электроэнергии, которая в Кыргызстане составляет 0,77 руб/(кВт/ч)

Расчет стоимости тепловых потерь

1. Стоимость тепловых потерь в теплосети:

$$I_{mn} = Q_{mn} \cdot \tau_q = 570,96 \times 1315 = 750812 \text{ руб/год} \quad (4.13)$$

Вариант 2

1. Расход энергии на перекачку теплоносителя:

$$\mathcal{E}_n = \frac{G \Delta p n}{\rho \eta_{ny}} \times 10^{-3} = \frac{18,86 \cdot 339248 \cdot 3120}{975 \cdot 0,6} \times 10^{-3} = 34123 \text{ кВт/ч}, \quad (4.14)$$

где G - расход воды в сети (подача насоса), кг/с; Δp -перепад давлений, развиваемый насосами, Па; $\rho=975$ плотность воды, кг/м³, n - ; часов работы насосов за год; $\eta_{ny}=0,6-0,7$ КПД насоса.

2. Годовые издержки на электроэнергию, расходуемую на перекачку теплоносителя по сети, руб/год,

$$I_n = \mathcal{E}_n \cdot \tau_{\mathcal{E}} = 34123 \times 0,77 = 26274 \text{ руб/год}, \quad (4.15)$$

где $\tau_{\mathcal{E}}$ - себестоимость производства и передачи электроэнергии которая в Кыргызстане составляет 0,77 руб/(кВт/ч)

Расчет стоимости тепловых потерь

3. Стоимость тепловых потерь в теплосети:

$$I_{mn} = Q_{mn} \cdot \tau_q = 492,96 \times 1315 = 648242 \text{ руб/год}. \quad (4.16)$$

Таблица 4.3.2 - Результаты эксплуатационных издержек

Варианты	Ип,руб	Итп,руб	Общие затраты, руб
1	37974	750812	788786
2	26 274	648 242	674516

По полученным результатам видно, что после модернизации мы экономим 15% на эксплуатационные затраты.

Вывод по четвертой главе

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

- Разработан план научно-исследовательских работ;
- Определена стоимость ресурсов, затраченных на исследование;
- Произведен технико-экономический расчет мероприятий по повышению надежности тепловой сети, стоимости затрат на материально-технические и человеческие ресурсы. Стоимость проведения исследования составила приблизительно 1 700 037 руб.

- Также был произведен расчет при зависимой и независимой системах теплоснабжения путем сравнения затрат.

Таким образом, с точки зрения экономической эффективности исследование является весьма полезным для расчета и внедрения независимой системы теплоснабжения, что в настоящее время является актуальным. Исходя из этого, проект можно считать экономически целесообразным и ресурсоэффективным для потенциального потребителя.

Список публикаций

1. Болотбекова У.А. Анализ условий и эффективности перевода систем теплоснабжения на независимое подключение источников и потребителей/ Сборник докладов Всероссийской научно-практической конференции «Ресурсоэффективным технологиям – энергию и энтузиазм молодых»